

УДК 622.276.63

ОБОСНОВАНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ИЗВИЛИСТОСТИ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ КАПИЛЛЯРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ахметов Расуль Тухбатуллович¹,
info@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна¹,
markl212@mail.ru

Велиев Эльчин Фикрет оглы²,
elchinf.veliyev@socar.az

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович³,
vv@of.ugntu.ru

Сафиуллина Альбина Ринатовна¹,
safullina.a.r@yandex.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

² НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Азербайджан, AZ1012, г. Баку, пр. Гасан-бека Зардаби, 88А.

³ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Гидравлическая извилистость оказывает существенное влияние на фильтрационные параметры пласта-коллектора. Исследование и создание аналитической модели гидравлической извилистости имеет важное значение для повышения достоверности и точности определения абсолютной и фазовой проницаемостей коллекторов нефти и газа.

Цель: совершенствование математической модели абсолютной и фазовой проницаемости на основе данных капилляриметрических исследований для использования при компьютерном моделировании разработки.

Объекты: продуктивные пласты юрского и нижнемелового возраста отдельных месторождений Западной Сибири.

Методы: статистическая обработка данных капилляриметрических исследований, анализ и обоснование математической модели гидравлической извилистости поровых каналов пластов-коллекторов.

Результаты. В соответствии с электрогидродинамической аналогией при обосновании аналитической модели гидравлической извилистости предлагается использовать электрическую извилистость, которая достаточно хорошо получена специалистами-геофизиками для следующих моделей геометрии пустотного пространства пород-коллекторов нефти и газа: 1) совокупность капилляров различного поперечного сечения; 2) простая гантельная модель, в которой извилистость определяется сужением и расширением сечений поровых каналов; 3) сложная гантельная модель, при которой происходят изменения не только сечения, но и реальной длины поровых каналов. На основе анализа математических моделей для сред с различной геометрией установлено, что электрическая извилистость выражается обратной степенной функцией от коэффициента открытой пористости. Отмечается, что если электрическая извилистость определяется коэффициентом открытой пористости, то гидравлическая извилистость – той частью пористости, по которой происходит движение флюида: для водонасыщенного коллектора – эффективная пористость, а для продуктивного пласта – динамическая пористость. В условиях Западной Сибири для любого месторождения на коллекции образцов керна в лабораторных условиях получают капиллярные характеристики, а также пористость и проницаемость продуктивного пласта. Далее путём комплексной статистической обработки данных капилляриметрии и фильтрационно-ёмкостных характеристик пласта определяют параметры аналитической модели извилистости. В работе показано, что использование предлагаемой аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов существенно повышает достоверность и точность определения абсолютной проницаемости по данным капилляриметрических исследований.

Ключевые слова:

Гидравлическая извилистость, капилляриметрические исследования, абсолютная проницаемость, поровые каналы, гантельная модель.

Введение

Известно, что коэффициент проницаемости пород-коллекторов нефти и газа во многом определяет степень выработки запасов, динамику добычи и, как следствие, рентабельность разработки месторождений [1–7].

Определение этого важного параметра, характеризующего геолого-физические свойства пластов, проводится по результатам гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований. При этом погрешности определения проницаемости в отдельных случаях могут быть довольно значительными [8–12]. Зачастую определение проницаемости проводится в

недостаточных объемах по причинам организационного и финансового характера [13–17], что приводит к широкому использованию косвенных оценок для решения задач анализа проектирования, мониторинга и регулирования процесса добычи нефти [18–23], а также к использованию метода аналогий [24–29].

Такой подход может также приводить к значительным рискам принятия ошибочных управляющих решений [30–35].

В связи с этим для повышения достоверности и точности определения абсолютной проницаемости продуктивных пластов Западной Сибири по данным капилляриметрических исследований проведено изучение влияния извилистости поровых каналов на изменение значений этого важного геолого-физического параметра пород-коллекторов.

Методы и материалы

Под извилистостью понимается отклонение действительной длины пути фильтрационного потока (электрического тока) от длины образца горной породы [36].

По А. Ханину извилистость – это соотношение между видимой и реальной величиной пути движения флюида или соотношение между самым широким и самым узким размером порового канала [37].

Извилистость поровых каналов создает дополнительное сопротивление движению жидкостей и газов в коллекторе и, соответственно, снижает его проницаемость. Извилистость влияет на процесс вытеснения нефти водой: чем больше извилистость, тем меньше коэффициент вытеснения.

Кроме того, гидравлическая извилистость оказывает существенное влияние на относительные фазовые проницаемости для нефти и воды.

Очевидно, практический интерес представляет извилистость поровых каналов, по которым происходит фильтрация флюидов, то есть гидравлическая извилистость. Однако в соответствии с электрогидродинамической аналогией, вместо гидравлической (T_f) можно использовать электрическую извилистость (T_e). Однако при этом необходимо иметь в виду, что размеры поровых каналов при фильтрации жидкости и движении электрического тока различаются. Это связано с тем, что остаточная вода не участвует в движении флюидов, хотя она является проводником электрического тока.

Кроме того, в продуктивных пластах не только остаточная вода, но и остаточная нефть являются неподвижными.

Понятие электрической извилистости введено специалистами-геофизиками и исследовано в условиях простейших моделей пород-коллекторов.

Результаты и обсуждения

Рассмотрим математические выражения для электрической извилистости для отдельных моделей пород-коллекторов.

1. Модель пучка капилляров различного сечения.

Возьмем единичный куб горной породы, пронизанный капиллярными трубками различного сечения. Пусть поровые каналы (капилляры) полностью заполнены пластовой водой удельного сопротивления $\rho_{в}$.

Пусть все капилляры имеют продольную (змеевидную) извилистость. Поскольку мы взяли единичный куб породы, длина каждого капилляра численно равна коэффициенту извилистости T_0 .

Тогда удельное сопротивление водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ равно:

$$\rho_{вп} = \rho_{в} \frac{T_0}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (1)$$

где n – общее число капилляров; S_i – сечения капиллярных трубок.

С другой стороны:

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}},$$

где $P_{п}$ – параметр пористости.

Поэтому формулу (1) можно преобразовать к следующему виду:

$$\sum_{i=1}^n S_i = T_0 \cdot P_{п}^{-1}. \quad (2)$$

Теперь определим коэффициент пористости единичного куба породы $K_{п}$:

$$K_{п} = T_0 \sum_{i=1}^n S_i.$$

Если в последней формуле вместо суммы сечений капилляров подставить ее значение в соответствии с формулой (2), то окончательно получим:

$$T_0^2 = P_{п} K_{п}. \quad (3)$$

Таким образом, квадрат продольной извилистости равен произведению параметров пористости на коэффициент пористости. Данная формула (3) впервые была предложена В.Н. Дахновым [38].

В соответствии с формулой Арчи–Дахнова, параметр пористости определяется как:

$$P_{п} = \frac{a_0}{K_{п}^{m_0}},$$

где a_0 и m_0 – постоянные величины для данного пласта-коллектора.

Поэтому окончательно получим формулу (4):

$$T_0^2 = \frac{a_0}{K_{п}^{m_0-1}}. \quad (4)$$

2. Гантельная модель.

В данном случае каждый поровой канал представлен чередованием капилляров большого (S_6) и малого (S_m) сечения. Капилляры большого сечения моделируют поры, а малого сечения – межпоровые сужения. При этом предполагается, что видимая и реальная длина капилляров совпадают, то есть продольная извилистость (T_0) равна единице [39].

Для соотношения сечений в работе [40] получена следующая формула (5):

$$\frac{S_6}{S_m} = 1 + \frac{P_{п1} K_{п} - 1}{p(1-p)} \approx \frac{P_{п1} K_{п}}{p(1-p)}, \quad (5)$$

где p – линейная доля межпоровых сужений; $(1-p)$ – линейная доля пор. Причем, как показано в работах [41, 42], $p \approx 1 - \sqrt[3]{K_{п}}$; $1-p \approx \sqrt[3]{K_{п}}$.

Непосредственные расчеты показывают, что произведение $p \cdot (1-p) \approx 0,25$.

Очевидно, соотношение S_6/S_m определяет квадрат поперечной извилистости (T_1^2) поровых каналов. Поэтому получим формулу (6):

$$T_1^2 \approx 4P_{п1}K_{п1} = \frac{4a_1}{K_{п1}^{m_1-1}}, \quad (6)$$

где a_1 и m_1 – постоянные величины.

3. Гантельная модель с продольной извилистостью.

В данном случае поровые каналы обладают извилистостью как в направлении движения тока, так и в поперечном направлении из-за изменчивости сечения каналов.

Если известны линейные доли микро- и макрокапилляров, то для гантельной модели, обладающей продольной извилистостью, можно написать следующие уравнения:

$$\left[\frac{p}{S_M} + \frac{1-p}{S_6} \right] \frac{T_0}{N_f} = P_{п2},$$

$$[pS_M + (1-p)S_6]T_0N_f = K_{п1},$$

где T_0 – продольная извилистость; N_f – число капилляров на единицу площади (площадная плотность капилляров).

Если почленно перемножить обе части этих уравнений, то для соотношения сечений получим следующее выражение:

$$\frac{S_6}{S_M} = 1 + \frac{P_{п2}K_{п1}-1}{p(1-p)}.$$

Данную формулу можно преобразовать в следующую формулу:

$$T_2^2 \approx \frac{4P_{п2}K_{п1}}{T_0^2}. \quad (7)$$

Здесь нами принято во внимание, что $p(1-p) \approx 0,25$.

Поскольку $P_{п2} = \frac{a_2}{K_{п2}^{m_2}}$, где a_2 и m_2 – постоянные величины, формула (7) приводится к следующему виду:

$$T_2^2 = \frac{4a_2}{K_{п2}^{m_2-1}} \frac{a_0}{K_{п0}^{m_0-1}} = 4 \frac{a_2/a_0}{K_{п2}^{m_2-1}K_{п0}^{m_0-1}}.$$

Таким образом, для всех рассмотренных моделей пустотного пространства структура математической модели для извилистости поровых каналов практически неизменна и имеет следующий вид:

$$T_3^2 = P_{п3}K_{п3} = \frac{a}{K_{п3}^{m-1}},$$

где a и m – постоянные величины для данного пласта-коллектора.

Очевидно, формула для гидравлического параметра пористости имеет такую же структуру, но отличается величиной параметров a и m . Кроме того, при расчете гидравлического параметра необходимо использовать не открытую пористость, а лишь ту часть пористости, по которой происходит фильтрация флюида: для водоносного пласта – эффективная пористость, для нефтеносного – динамическая пористость.

Таким образом, формула для гидравлической извилистости должна иметь следующий вид:

- $P_{п2} = \frac{a_{г}}{K_{п,г}^{m_{г}}}$ – для водонасыщенной породы,

где $K_{п,г} = K_{п1}(1-K_{во})$; $a_{г}$ и $m_{г}$ – постоянные величины для данного пласта; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность;

- $P_{п2} = \frac{a}{K_{п,д}^{m}}$ – для нефтенасыщенной породы,

где $K_{п,д} = K_{п1}(1-K_{во}-K_{но})$; $K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Рассмотрим методику расчета гидравлической извилистости пластов-коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований

Для расчета коэффициента проницаемости по данным капиллярных исследований в работе предлагается следующая формула В. Парселля [43]:

$$K_{пр} = \frac{K_{п1}}{8T_{г}^2} (2\sigma \cos \theta)^2 \int_{K_{во}}^{1,0} \frac{dK_{в}}{p^2(K_{в})}, \quad (8)$$

где $K_{п1}$ – пористость; $T_{г}$ – гидравлическая извилистость; $K_{в}$ – текущая водонасыщенность; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность; σ – поверхностное натяжение; θ – угол смачивания; p – капиллярное давление.

Следует отметить, что в формуле Парселля использован литологический коэффициент λ , но мы воспользуемся коэффициентом извилистости, то есть величиной, обратной литологическому коэффициенту.

Для расчета коэффициента проницаемости по формуле (8) воспользуемся аппроксимацией кривых капиллярного давления, предложенной исследователями Брукс–Кори [44]:

$$K_{в} = K_{во} + (1 - K_{во}) \left(\frac{p_0}{p_k} \right)^{\alpha}, \quad (9)$$

где p_k – капиллярное давление; p_0 – начальное капиллярное давление, соответствующее началу процесса вытеснения при капилляриметрии; α – показатель крутизны капиллярных кривых.

Из формулы (9) выразим капиллярное давление как функцию текущей водонасыщенности:

$$p_k = p_0 \left(\frac{K_{в}-K_{во}}{1-K_{во}} \right)^{\frac{1}{\alpha}}.$$

Примем следующие обозначения: $K_{в}^* = \left(\frac{K_{в}-K_{во}}{1-K_{во}} \right)$ – нормированная водонасыщенность, $b = -\frac{1}{\alpha}$ – показатель неоднородности поровых каналов по размерам.

Тогда получим простую формулу:

$$p_k = p_0 (K_{в}^*)^b.$$

Вычислим интеграл в формуле (8). Для этого сделаем замену переменных:

$$K_{в}^* = \left(\frac{K_{в}-K_{во}}{1-K_{во}} \right).$$

Тогда $dK_{в} = (1 - K_{во})dK_{в}^*$.

Причем при $K_{в}=K_{во}$ имеем $K_{в}^* = 0$, а при $K_{в}=1,0$ имеем $K_{в}^* = 1$.

Тогда

$$\int_{K_{во}}^{1,0} \frac{dK_{в}}{p_0^2 K_{в}^{2b}} = \frac{(1-K_{во})}{p_0^2} \int_0^1 \frac{dK_{в}^*}{(K_{в}^*)^{2b}} = \frac{1-K_{во}}{p_0^2(1-2b)}.$$

Теперь подставим выражение для интеграла в формулу (8):

$$K_{пр} = \frac{K_{п1}(1-K_{во})(2\sigma \cos \theta)^2}{8T_{г}^2 p_0^2 (1-2b)}.$$

Если обозначить $S = \frac{(2\sigma \cos \theta)^2}{p_0^2(1-2b)}$, $K_{п,г} = K_{п1}(1-K_{во})$, то получим:

$$K_{пр} = \frac{K_{п,г}S}{8T_{г}^2}. \quad (10)$$

Выше нами было показано, что гидравлическая извилистость водонасыщенных пород выражается формулой:

$$T_r^2 = \frac{a}{K_{п.э}^m}$$

Тогда формула (10) приобретает следующий вид:

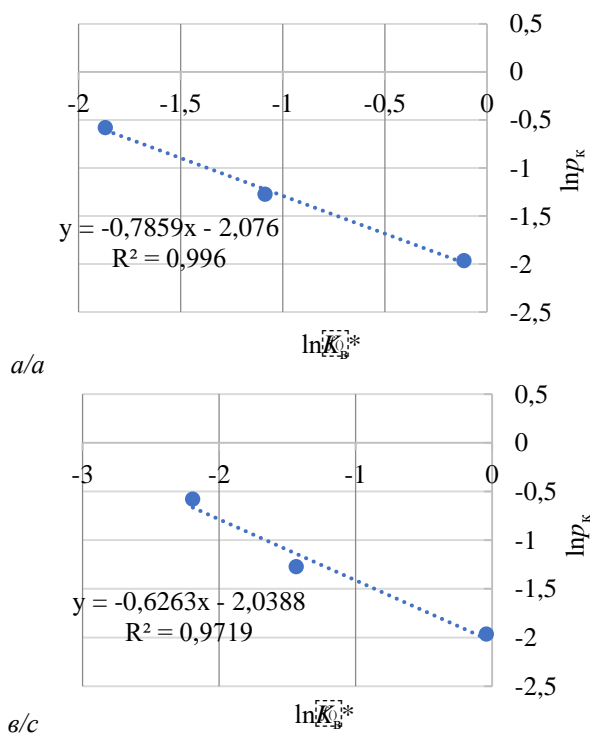
$$K_{пр} = \frac{(K_{п.э})^{m+1} S}{8a} = A(K_{п.э})^{m+1} S,$$

где $A = \frac{1}{8a}$.

Для определения параметров гидравлической извилистости данную формулу почленно разделим на S и прологарифмируем:

$$\ln \frac{K_{пр}}{S} = \ln A + (m + 1) \ln K_{п.э}.$$

В результате в логарифмической системе координат мы получим линейное уравнение, которое позволяет определить параметры коэффициента гидравлической извилистости.



На рис. 1 представлены примеры сопоставления капиллярного давления и нормированной водонасыщенности в логарифмической системе координат для отдельных образцов ядра из пласта БВ10 Северо-Поточного месторождения.

При этом каждая точка графика соответствует фиксированному значению капиллярных давлений: 0,014; 0,028; 0,056 МПа.

Как видно из рисунка, в логарифмической системе координат кривые капиллярного давления с хорошей точностью преобразуются в прямые линии.

Очевидно, свободный член уравнения регрессии соответствует логарифму начального давления p_0 , угловой коэффициент – параметру « b ».

Такие построения графиков сопоставления капиллярного давления с нормированной водонасыщенно-

стью необходимы для всех исследованных образцов. И для каждого образца следует рассчитать значение интеграла по формуле:

$$S = \frac{(2\sigma \cos \theta)^2}{p_0^2(1-2b)}. \quad (11)$$

На объектах месторождений Западной Сибири в стадии разведки и подсчета запасов углеводородов проводятся лабораторные исследования коллекторских параметров пластов-коллекторов (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность), а также капилляриметрические исследования образцов ядра.

При этом образцы ядра для исследований выбирают так, чтобы охватить весь диапазон изменения коллекторских свойств пласта.

Рассмотрим последовательность операций при разработке математической модели гидравлической извилистости пластов-коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований.

Сначала по данным капиллярных исследований для каждого образца ядра строится график сопоставления логарифма капиллярного давления от логарифма нормированной водонасыщенности (рис. 1).

Рис. 1. Графики зависимости логарифма капиллярного давления $y = \ln p_k$ от логарифма нормированной водонасыщенности $x = \ln K_B^*$; а–в) отдельные образцы ядра пласта БВ10 Северо-Поточного месторождения

Fig. 1. Graphs of the logarithm of the capillary pressure $y = \ln p_k$ dependence on the logarithm of the normalized water saturation $x = \ln K_B^*$; а–с) individual core samples from the BV10 formation of the Severo-Potochnoe field

Далее строят график сопоставления логарифма отношения $K_{пр}/S$ от логарифма эффективной пористости и по коэффициентам уравнения регрессии определяют константы A и m .

Окончательно математическая модель гидравлической извилистости для рассматриваемого объекта имеет следующий вид:

$$T_r = \frac{a}{K_{п.э}^{m-1}},$$

где $a = \frac{1}{8} e^{(-A)}$.

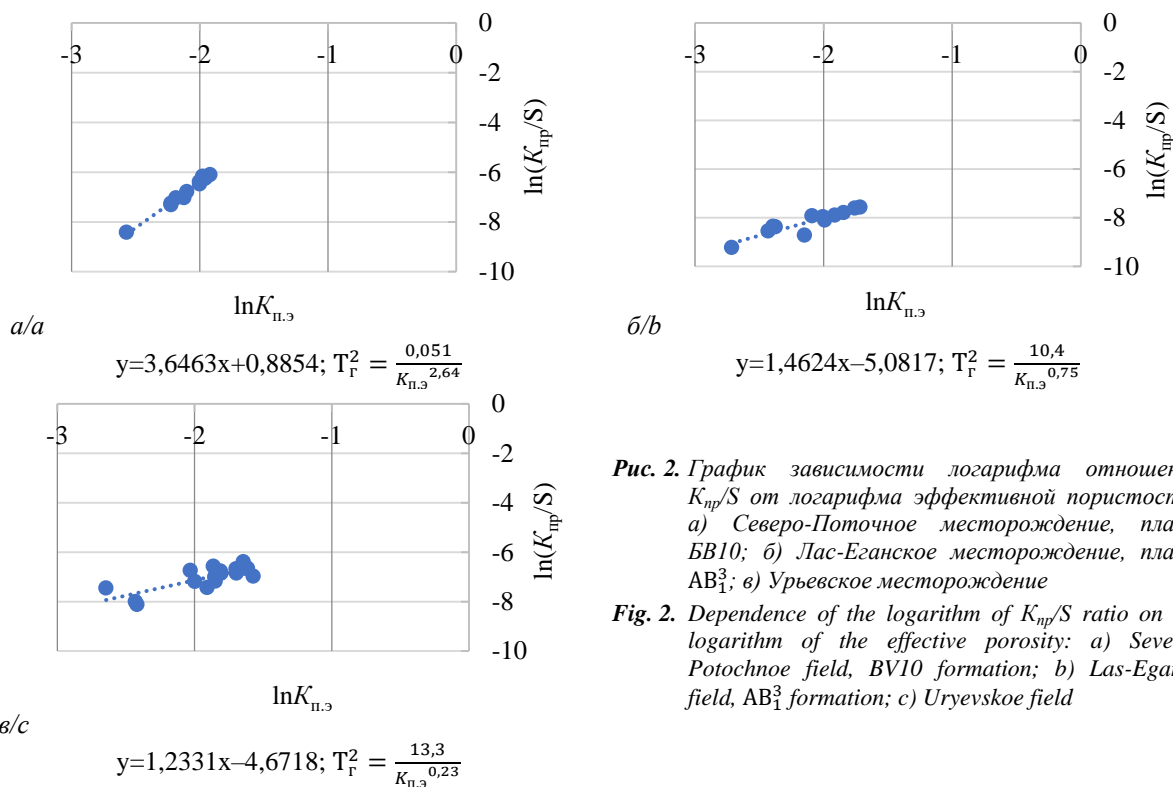


Рис. 2. График зависимости логарифма отношения $K_{пр}/S$ от логарифма эффективной пористости: а) Северо-Поточное месторождение, пласт BV10; б) Лас-Еганское месторождение, пласт AB₁³; в) Урьевское месторождение

Fig. 2. Dependence of the logarithm of $K_{пр}/S$ ratio on the logarithm of the effective porosity: а) Severo-Potochnoe field, BV10 formation; б) Las-Egansk field, AB₁³ formation; в) Uryevskoe field

На рис. 2 представлены графики зависимости отношения $K_{пр}/S$ от эффективной пористости для трёх разных месторождений Западной Сибири в логарифмической системе координат: Северо-Поточное, Лас-Еганское, Урьевское месторождения.

Как следует из рассмотрения графиков, корреляционная связь между указанными параметрами достаточно хорошая и вполне может быть использована для расчёта гидравлической извилистости. Там же даны уравнения регрессии для графиков сопоставления и математические модели для гидравлической извилистости.

Для проверки достоверности полученных моделей гидравлической извилистости оценим точность определения абсолютной проницаемости с использованием этих математических моделей.

Подставим в формулу (10) выражение для математической модели гидравлической извилистости для данного месторождения. Тогда получим:

$$K_{пр.р} = \frac{(K_{п.э})^{m+1} S}{8a},$$

где $K_{пр.р}$ – расчётное значение абсолютной проницаемости; a и m – параметры модели, численные значения которых известны для данного месторождения; S – величина интеграла, вычисленная для каждого образца по кривым капиллярного давления по формуле (11).

На рис. 3 представлены результаты сопоставления расчётных значений абсолютной проницаемости и экспериментальных значений, полученных в лабораторных условиях для каждого образца ядра для нескольких месторождений Западной Сибири.

Из рассмотрения графиков сопоставления следует, что расчётные и экспериментальные значения проницаемости хорошо согласуются друг с другом, причём коэффициенты корреляции превышают 0,95.

На основании этого можно сделать вывод о том, что предлагаемая модель гидравлической извилистости вполне удовлетворительно описывает реальную структуру пустотного пространства коллекторов Западной Сибири.

Выводы

1. В соответствии с электрогидродинамической аналогией структура математической модели гидравлической извилистости аналогична структуре модели электрической извилистости.
2. Как электрическая, так и гидравлическая извилистость определяются величиной пористости, по которой происходит движение электрического тока или фильтрационного потока. При электрической извилистости это открытая пористость. При гидравлической извилистости величина пористости зависит от характера насыщения пласта: в водонасыщенном пласте – эффективная пористость, в продуктивном пласте – динамическая пористость.
3. Учёт влияния гидравлической извилистости резко повышает точность и достоверность определения абсолютной проницаемости пластов-коллекторов нефти по данным капилляриметрических исследований. Расчётные и экспериментальные значения проницаемости хорошо коррелируются, причём коэффициент корреляции превышает 0,95.

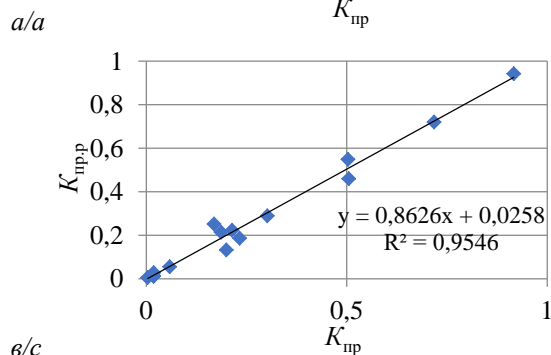
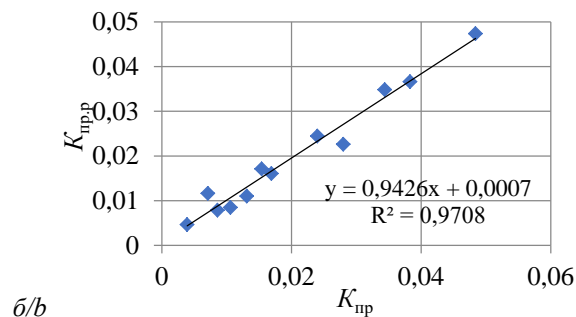
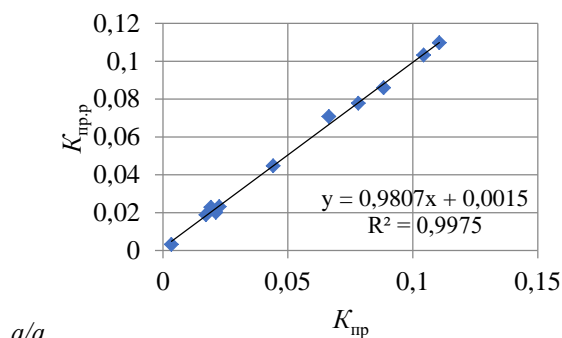


Рис. 3. Сопоставление расчетных и экспериментальных значений абсолютной проницаемости: а) Северо-Поточное месторождение, пласт BV10; б) Лас-Еганское месторождение, пласт АВ₁; в) Урьевское месторождение

Fig. 3. Comparison of absolute permeability calculated and experimental values: а) Severo-Potochnoe field, BV10 formation; б) Las-Egansk field, АВ₁ formation; с) Uryevskoe field

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Диагностические критерии выделения фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин / В.Л. Сергеев, В.Х. Донг, Д.Э. Хагай, А.В. Игнатенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 181–187. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504.
2. Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами / И.Н. Хакимзянов, В.Ш. Мухаметшин, Р.Н. Бахтизин, Р.И. Шешдиров // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – С. 47–53. DOI: 10.5510/OGP20210200495.
3. Шелепов В.В., Тюкавкина О.В. Геофизические методы определения коллекторских свойств сложнопостроенных нижне-среднеюрских залежей в пределах месторождений широтного Приобья // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2020. – № 1. – С. 37–41. DOI: 10.33623/0579-9406-2020-1-37-41.
4. Методический подход к определению оптимальных геологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах / В.А. Грищенко, Р.У. Рабаев, И.Н. Асылгареев, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов // SOCAR Proceedings. – 2021. – Специальный выпуск. – № 2. – С. 182–191. DOI: 10.5510/OGP2021SI200587.
5. Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Шуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17. – № 2. – С. 123–135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
6. Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A. Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2019. – V. 87. – P. 19–26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008.
7. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 12. – С. 1672–1685. DOI: 10.15372/GiG2021102.
8. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation / X. Du, Zh. Lu, D. Li, Y. Xu, P. Li, D. Lu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – № 173. – P. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.
9. Ali Y. Jirjees, Abdulaziz M. Abdulaziz. Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: an application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – V. 28. – № 4. – P. 383–392. DOI: 10.1016/j.ejpe.2019.08.005.
10. Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: a review / M.A. Ali, R. Umer, K.A. Khan, W.J. Cantwell // Composites Science and Technology. – 2019. – V. 184. – P. 1–20. DOI: 10.1016/j.compscitech.2019.107828.
11. Хайрединов Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 18–20.
12. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs / Cheng Jing, Xiaowei Dong, Wenhao Cuid, Zhenzhen Dong, Long Rena, Xiaoyu Gua, Yanlong He, Chunsheng Pu, Xiaoyu Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – P. 1–9. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558.
13. Feng Zh., Daoyong Ya. Determination of minimum permeability plateau and characteristic length in porous media with non-Darcy flow behavior // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 119. – P. 8–16. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.04.018.
14. Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки / В.А. Грищенко, И.М. Циклис, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов // SOCAR Proceedings. – 2021. – Специальный выпуск. – № 2. – С. 161–171. DOI: 10.5510/OGP2021SI200583.
15. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling / Sh.I. Xinlei, C.U.I. Yunjiang, X.U. Wankun, Zhang Jiansheng, Guan Yeqin // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – V. 47. – № 1. – P. 146–153. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60013-1.
16. Ghareb H., Veronique J. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – № 4. – P. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001.
17. Harmonic pulse testing for well performance monitoring / P.A. Fokker, E.S. Borello, F. Verga, D. Viberti // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 162. – P. 446–459. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.053.
18. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5.
19. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40–50.
20. Influences of test method and loading history on permeability of tight reservoir rocks / Decheng Zhang, P.G. Ranjith, M.S.A. Perera, C.P. Zhang // Energy. – 2020. – V. 195. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.energy.2020.116902.

21. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения / А.Ф. Яртнев, А.Г. Хабибрахманов, В.Б. Подалов, А.И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 85–87. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-85-87.
22. Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой / В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, Р.Н. Бахтизин, Л.С. Кулешова // SOCAR Proceedings. – 2021. – Специальный выпуск. – № 1. – С. 88–97. DOI: 10.5510/OGP2021SI100513.
23. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 68–79. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2128.
24. Мухаметшин В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 117–124.
25. Сергеев В.Л., Нгуен Ф.Т.Х. Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации результатов комбинированных газогидродинамических исследований интеллектуальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 67–75.
26. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system / Jiazheng Qin, Shiqing Cheng, Peng Li, Youwei He, Xin Lu, Haiyang Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – P. 1–14. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.
27. Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 12. – С. 43–51. DOI: 10.18799/24131830/2021/12/2982.
28. Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 3. – С. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3
29. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, В.В. Сергеев, Ф.С. Кинзябаев // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 2. – С. 16–38. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38.
30. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 31. – P. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007.
31. Бульгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 172–177. DOI: 10.18599/grs.2018.3.172-177.
32. Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта / В.В. Сергеев, Р.Р. Шарапов, А.Ю. Кудымов, Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. – 2020. – Т. 12. – № 2. – С. 100–107. DOI: 10.15828/2075-8545-2020-12-2-100-107.
33. Hutton A.C. Petrographic classification of oil shales // International Journal of Coal Geology. – 1987. – V. 8. – № 3. – P. 203–231. DOI: 10.1016/0166-5162(87)90032-2.
34. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion / Tongwen Jiang, Wei Yao, Xiongwei Sun, Chunyan Qi, Xing Li, Kaiwen Xia, Jie Zhang, M.H.B. Nasser // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 200. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251.
35. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periodico Tchê Quimica. – 2018. – V. 15. – Iss. 30. – P. 725–733.
36. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
37. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
38. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1972. – 365 с.
39. 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. Кобица, Д.И. Ахметшина // SOCAR Proceedings. – 2021. – Специальный выпуск. – № 2. – С. 221–228. DOI: 10.5510/OGP2021SI200600.
40. 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 // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – С. 77–84. DOI: 10.5510/OGP20210200498.
41. Аналитические связи между фильтрационно-ёмкостными параметрами продуктивных пластов Западной Сибири на основе обобщенной математической модели капиллярных кривых / В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, О.А. Грезина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 135–141. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3311.
42. Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщенной модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, О.А. Грезина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 89–97. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
43. Purcell W.R. Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom // Trans AIME. – 1949. – V. 186. – P. 39–48.
44. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers. Colorado State University. Fort Collins, Colorado. – 1964. – № 3. – P. 1–37.

Поступила 17.06.2022 г.

Информация об авторах

Ахметов Р.Т., кандидат технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

Кулешова Л.С., кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

Велиев Э.Ф. о.глы, кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз».

Мухаметшин В.В., доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Сафиуллина А.Р., научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

UDC 622.276.63

SUBSTANTIATION OF AN ANALYTICAL MODEL OF RESERVOIR PORE CHANNELS HYDRAULIC TORTUOSITY IN WESTERN SIBERIA BASED ON CAPILLARY RESEARCH DATA

Rasul T. Akhmetov¹,
info@of.ugntu.ru

Lyubov S. Kuleshova¹,
markl212@mail.ru

Elchin Fikret ogly Veliyev²,
elchinf.veliyev@socar.az

Vyacheslav V. Mukhametshin³,
vv@of.ugntu.ru

Albina R. Safiullina¹,
safiullina.a.r@yandex.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky, 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

² «Oil Gas Scientific Research Project» Institute, SOCAR, 88A, Hasan-bek Zardabi avenue, Baku, AZ1012, Azerbaijan.

³ Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

Relevance. Hydraulic tortuosity has a significant impact on the filtration parameters of the reservoir. The study and creation of an analytical model of hydraulic tortuosity are important for improving the reliability and accuracy of oil and gas reservoirs' absolute and phase permeability determining.

Purpose: improvement of absolute and phase permeability mathematical model based on the capillarimetric studies data for using in development computer stimulation.

Facilities: productive strata of individual fields of the Jurassic and Lower Cretaceous age in Western Siberia.

Methods: statistical processing of capillarimetric data, analysis, and substantiation of the hydraulic tortuosity mathematical model of reservoir pore channels.

Results. In accordance with the electrohydrodynamic analogy, when substantiating the analytical model of hydraulic tortuosity, it is proposed to use electrical tortuosity, which is quite well obtained by geophysicists for the following models of the void space geometry of oil and gas reservoir rocks: 1) a set of different cross sections capillaries, 2) simple dumbbell model, in which the tortuosity is determined by the narrowing and expansion of the pore channels sections, 3) complex dumbbell model, in which not only the cross section, but also the actual length of the pore channels changes. Based on the mathematical models analysis for media with different geometries, it was found that the electrical tortuosity is expressed as an inverse power function of the open porosity coefficient. The authors note that if the electrical tortuosity is determined by the open porosity coefficient, then the hydraulic tortuosity is determined by the part of the porosity along which the fluid moves: for the water of a saturated reservoir, this is the effective porosity, and for the reservoir, it is the dynamic porosity. In the conditions of Western Siberia for any field on a collection of core samples, capillary characteristics are obtained in the laboratory, as well as the porosity and permeability of the reservoir. Further, by complex statistical processing of capillarimetry data and porosity characteristics of the formation, the parameters of the analytical model of tortuosity are determined. The paper shows that the use of the proposed hydraulic tortuosity of pore channels analytical model significantly increases the reliability and accuracy of absolute permeability determining according to capillary measurements.

Ключевые слова:

Hydraulic tortuosity, capillarimetric studies, absolute permeability, pore channels, dumbbell model.

REFERENCES

1. Sergeev V.L., Hoang D.V., Khagay D.E., Ignatenko A.V. Diagnostic criteria for identification of filtration flows during horizontal well tests. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 181–187. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2504.
2. Khakimzyanov I.N., Mukhametshin V.Sh., Bakhtizin R.N., Sheshdirov R.I. Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 47–53. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20210200495.
3. Shelepov V.V., Tyukavkina O.V. Geophysical methods for determining the reservoir properties of complexly constructed lower and middle Jurassic deposits within the oil-gas fields of the Ob river region. *Moscow University Bulletin. Series 4: Geology*, 2020, vol. 75, no. 2, pp. 145–149. DOI: 10.3103/S0145875220020088.
4. Grishchenko V.A., Rabaev R.U., Asylgareev I.N., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F. Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, 2021, Special Issue, no. 2, pp. 182–191. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI200587.
5. Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesko B.B. Optimization of carbonate reservoir well testing. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 17, no. 2, pp. 123–135. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3.

6. Mason H.E., Smith M.M., Carroll S.A. Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019, vol. 87, pp. 19–26. DOI: 10.1016/j.ijggc.2019.05.008.
7. Mukhametshin V.V. Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 12, pp. 1373–1384. DOI: 10.2113/RGG20183871.
8. Du X., Lu Zh., Li D., Xu Y., Li P., Lu D. A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 173, pp. 447–461. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.077.
9. Ali Y. Jirjees, Abdulaziz M. Abdulaziz. Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: an application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, no. 4, pp. 383–392. DOI: 10.1016/j.ejpe.2019.08.005.
10. Ali M.A., Umer R., Khan K.A., Cantwell W.J. Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: a review. *Composites Science and Technology*, 2019, vol. 184, pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.compscitech.2019.107828.
11. Khayredinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 1992, no. 9, pp. 18–20. In Rus.
12. Jing Cheng, Dong Xiaowei, Cuid Wenhao, Dong Zhenzhen, Rena Long, Gua Xiaoyu, He Yanlong, Pu Chunsheng, Liu Xiaoyu. Artificial neural network-based time-domain interwell tracer testing for ultralow-permeability fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, pp. 1–9. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107558.
13. Feng Zhang, Daoyong Yang. Determination of minimum permeability plateau and characteristic length in porous media with non-Darcy flow behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 119, pp. 8–16. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.04.018.
14. Grishchenko V.A., Tsiklis I.M., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F. Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, 2021, Special Issue, no. 2, pp. 161–171. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI200583.
15. Xinlei Sh.I., Yunjiang C.U.I., Wankun X.U., Jiansheng Zhang, Yeqin Guan. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, no. 1, pp. 146–153. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60013-1.
16. Ghareb Hamada, Veronique Joseph. Developed correlations between sound wave velocity and porosity, permeability and mechanical properties of sandstone core samples. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, no. 4, pp. 326–338. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.07.001.
17. Fokker P.A., Borello E.S., Verga F., Viberti D. Harmonic pulse testing for well performance monitoring. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 162, pp. 446–459. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.053.
18. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5.
19. Mukhametshin V.V. Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 40–50. In Rus.
20. Decheng Zhang, Ranjith P.G., Perera M.S.A., Zhang C.P. Influences of test method and loading history on permeability of tight reservoir rocks. *Energy*, 2020, vol. 195, pp. 1–15. DOI: 10.1016/j.energy.2020.116902.
21. Yartiev A.F., Khabibrakhmanov A.G., Podavalov V.B., Bakirov A.I. Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil Industry*, 2017, no. 3, pp. 85–87. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-85-87.
22. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Bakhtizin R.N., Kuleshova L.S. Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, 2021, Special Iss., no. 1, pp. 88–97. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI100513.
23. Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M., Shutalev A.D., Kvesko B.B. Well testing design development in carbonate reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 68–79. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2128.
24. Mukhametshin V.V. 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*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 117–124. In Rus.
25. Sergeev V.L., Nguyen Ph.T.H. Models and algorithms for adaptive interpretation of combined well test data of intelligent wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 67–75. In Rus.
26. Jiazheng Qin, Shiqing Cheng, Peng Li, Youwei He, Xin Lu, Haiyang Yu. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, pp. 1–14. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106412.
27. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Safiullina A.R. Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 12, pp. 43–51. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/12/2982.
28. Smetkina M.A., Melkishev O.A., Prisyazhnyuk M.A. Refining the values of permeability when adapting the hydrodynamic model. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 3, pp. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3.
29. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzybaev F.S. Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 2017, vol. 9, no. 2, pp. 16–38. In Rus. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38.
30. Jun He, Kegang Ling. Measuring permeabilities of Middle-Bakken samples using three different methods. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 31, pp. 28–38. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.007.
31. Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 172–177. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2018.3.172-177.
32. Sergeev V.V., Sharapov R.R., Kudymov A.Y., Zeigman Y.V., Mukhametshin V.S. Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 2020, vol. 12, no. 2, pp. 100–107. In Rus. DOI: 10.15828/2075-8545-2020-12-2-100-107.
33. Hutton A.C. Petrographic classification of oil shales. *International Journal of Coal Geology*, 1987, vol. 8, no. 3, pp. 203–231. DOI: 10.1016/0166-5162(87)90032-2.
34. Tongwen Jiang, Wei Yao, Xiongwei Sun, Chunyan Qi, Xing Li, Kaiwen Xia, Jie Zhang, M.H.B. Nasser. Evolution of anisotropic permeability of fractured sandstones subjected to true-triaxial stresses during reservoir depletion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 200, pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108251.
35. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 2018, vol. 15, Iss. 30, pp. 725–733.
36. Romm E.S. *Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornyykh porod* [Structural models of the pore space of rocks]. Leningrad, Nedra Publ., 1985. 240 p.
37. Khanin A.A. *Porody-kollektory nefi i gaza i ikh izuchenie* [Rocks-reservoirs of oil and gas and their study]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 368 p.
38. Dakhnov V.N. *Interpretatsiya rezultatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Interpretation of the results of geophysical studies of wells]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 365 p.

39. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Rabaev R.U., Mukhametshin V.V., Malyarenko A.M., Kobishcha D.I., Akhmetshina D.I. Filtering pore channels distribution density in Western Siberia. *SOCAR Proceedings*, 2021, Special Issue, no. 2, pp. 221–228. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI200600.
40. Akhmetov R.T., Malyarenko A.M., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 77–84. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20210200498.
41. Mukhametshin V.V., Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Grezina O.A. Analytical links between porosity and permeability correlations of productive strata of Western Siberia based on a generalized mathematical model of capillary curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 135–141. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/8/3311.
42. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Grezina O.A. Production facilities grouping based on the parameters of the capillary pressure curves generalized model on the example of Western Siberia oil fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 89–97. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.
43. Purcell W.R. Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. *Trans AIME*, 1949, vol. 186, pp. 39–48.
44. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic Properties of Porous Media. *Hydrology Papers. Colorado State University*, 1964, no. 3, pp. 1–37.

Received: 17 June 2022.

Information about the authors

Rasul T. Akhmetov, Cand. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

Lyubov S. Kuleshova, Cand. Sc., associate professor, deputy director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.

Elchin Fikret ogly Veliyev, Cand. Sc., deputy laboratory manager, Analytical Investigations Laboratory, «Oil Gas Scientific Research Project» Institute, SOCAR.

Vyacheslav V. Mukhametshin, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Albina R. Safiullina, researcher, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.