

# ТЕНЗОРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КАПИЛЛЯРНОЙ МОДЕЛИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ (ТЕОРИЯ И ЭКСПЕРИМЕНТ)

В.М. Максимов<sup>1</sup>, Н.М. Дмитриев<sup>2</sup>, А.Н. Кузьмичев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Дано обобщение на случай анизотропных пористых сред представления простой капиллярной модели пористой среды. Это идеализированная модель, в которой пористая среда представлена периодической решеткой, образованной системой взаимно перпендикулярных цилиндрических капилляров. Предполагается, что каждая система капилляров характеризуется своим параметром  $d_\alpha$  и периодом укладки  $a_\alpha$  ( $\alpha = 1, 2, 3$ ). Показано, что для модельных анизотропных пористых сред функции плотности распределения пор по радиусам и значения эквивалентного диаметра пор зависят от направления и задаются симметричными тензорами второго ранга. Скалярные значения эквивалентного диаметра пор вычисляются, как это принято в кристаллофизике, в виде тензорного свойства вдоль заданного направления. Дается представление тензора коэффициентов проницаемости для простой капиллярной модели пористых сред, и показано, что направленное значение проницаемости определяется композицией тензоров коэффициентов просветности и плотности распределения пор по радиусам. Предложенные теоретические представления функций плотности распределения пор по радиусам, значения эквивалентного диаметра пор и коэффициентов проницаемости тестируются на экспериментальных данных, полученных в лабораторном эксперименте на реальном керновом материале. Главные направления тензора проницаемости определялись по экстремальным значениям скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. Измерения на контрольном образце подтвердили тензорную природу проницаемости. Кривые распределения пор по радиусам получены на основе томографического исследования керна (прибор SkyScan 1172). Получено хорошее совпадение теоретических и экспериментальных результатов.

**Ключевые слова:** простая капиллярная модель, анизотропные среды, фильтрационные свойства, характерные линейные размеры, тензоры просветности, плотности распределения пор по радиусам.

**DOI:** 10.18599/grs.18.3.4

**Для цитирования:** Максимов В.М., Дмитриев Н.М., Кузьмичев А.Н. Тензорное представление капиллярной модели пористой среды (теория и эксперимент). *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 166-170. DOI: 10.18599/grs.18.3.4

Задача обобщения классических моделей теории фильтрации на случай анизотропных фильтрационных свойств является актуальной, поскольку реальные коллекторы углеводородного сырья – пористые и трещиноватые среды, практически всегда обладают анизотропией. Повышение информативности при исследовании анизотропного керна месторождений нефти и газа также является важной практической задачей как для определения структуры порового пространства, фильтрационных свойств коллектора и подсчета запасов, так и для оптимальной расстановки скважин и выбора направления проводки горизонтальных скважин.

**1. Простая капиллярная модель для анизотропных пористых сред.** Для описания фильтрационных течений в пористых средах часто используются математические модели, в которых реальная пористая среда представляется в виде систем капилляров, трещин, упаковок шаров и т.д. К числу наиболее популярных моделей относится простая капиллярная модель из пучков прямых параллельных капилляров, радиусы которых распределены согласно некоторой функции распределения  $F(r)$  так, что

$$F(r) = \int_0^r f(r) dr, \quad (1.1)$$

где  $f(r)$  – плотность распределения пор по радиусам,  $f(r)dr$  – доля порового пространства с капиллярами, радиусы которых лежат в интервале от  $r$  до  $r+dr$  (Дмитриев, 1995; Дмитриев, Максимов, 2001; Дмитриев и др., 2012). При

таком подходе, зная  $f(r)$ , можно определить эффективный радиус капилляра и проницаемость. Эффективный радиус капилляра определяется по формуле (Ромм, 1985)

$$r_g = \int_0^\infty r f(r) dr, \quad (1.2)$$

а для определения проницаемости считается, что справедлива формула

$$k = \frac{m}{8} \int_0^\infty r^2 f(r) dr. \quad (1.3)$$

Равенства (1.1)-(1.3) справедливы лишь для предельно анизотропных сред: модели жестких трубок, в которой допускается фильтрационное течение только вдоль одного направления. В этом случае пористость равна просветности (Дмитриев, 1995; Дмитриев, Максимов, 2001), и для

проницаемости справедливо равенство  $k = m r_g^2 / 8$ . Если же рассмотреть трехмерную капиллярную модель анизотропной пористой среды, то очевидно, что равенства (1.1)-(1.3) можно написать для каждого главного направления тензора коэффициентов проницаемости  $k_i$ :

$$k_\alpha = \frac{S_\alpha}{8} \int_0^\infty r^2 f_\alpha(r) dr, \quad r_i^3 = \int_0^\infty r f_i(r) dr, \quad (1.4)$$

$$F_i(r) = \int_0^r f_i(r) dr, \quad \alpha, i = 1, 2, 3$$

где  $s_\alpha$  главные значения тензора коэффициентов просветности (Дмитриев, Максимов, 2001), здесь и далее по повторяющимся греческим индексам суммирование не производится; суммирование производится только по повторяющимся латинским индексам.

Введение вдоль главных направлений значений просветности  $s_i$  и функций плотности распределения пор по радиусам  $f_i(r)$  фактически означает постулирование тензоров коэффициентов просветности  $s_{ij}$  и плотности распределения радиусов капилляров  $f_{ij}(r)$ . Такой подход позволяет от скалярной формы записи, типа (1.2) и (1.3), перейти к тензорной и определить тензор коэффициентов эффективных радиусов капилляров в виде

$$r_{ij}^3 = \int_0^\infty r f_{ij}(r) dr, \tag{1.5}$$

и для тензора коэффициентов проницаемости в простой капиллярной модели написать равенство

$$k_{ij} = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 s_{ik} f_{kj}(r) dr \tag{1.6}$$

Как уже отмечалось выше, по повторяющимся латинским индексам в (1.6) и далее подразумевается суммирование.

Значения эффективного диаметра пор и коэффициента проницаемости вдоль произвольного направления определяется как тензорное свойство в заданном направлении (Дмитриев и др., 2012) по формулам

$$r^3(n) = r_{ij}^3 n_i n_j = \int_0^\infty r f_{ij}(r) n_i n_j dr, \tag{1.7}$$

$$k(n) = k_{ij} n_i n_j = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 s_{ik} f_{kj}(r) n_i n_j dr, \tag{1.8}$$

соответственно. Для главных направлений формулы (1.7) и (1.8) дают равенства (1.4).

Для ортотропной симметрии фильтрационных свойств, или в главной системе координат, которая, очевидно, совпадает с главными осями тензора абсолютной проницаемости, тензоры  $s_{ij}$  и  $f_{ij}(r)$  имеют вид

$$s_{ij} = s_1 e_i^1 e_j^1 + s_2 e_i^2 e_j^2 + s_3 e_i^3 e_j^3, \tag{1.9}$$

$$f_{ij}(r) = f_1 e_i^1 e_j^1 + f_2 e_i^2 e_j^2 + f_3 e_i^3 e_j^3, \tag{1.10}$$

где  $s_\alpha$  и  $f_\alpha$  – главные значения тензоров  $s_{ij}$  и  $f_{ij}(r)$ , соответственно;  $e_i^\alpha$  – компоненты ортов, направленных вдоль главных направлений тензоров,  $e_i^\alpha e_j^\alpha$  – диады,  $\alpha = 1, 2, 3$ . Подстановка выражений (1.9) и (1.10) в формулы (1.7) и (1.8) дает следующие формулы

$$r^3(n) = r_{ij}^3 n_i n_j = \int_0^\infty r (f_1 n_1^2 + f_2 n_2^2 + f_3 n_3^2) dr \tag{1.11}$$

$$k(n) = k_{ij} n_i n_j = \frac{1}{8} \int_0^\infty r^2 (s_1 f_1 n_1^2 + s_2 f_2 n_2^2 + s_3 f_3 n_3^2) dr \tag{1.12}$$

В настоящее время стали проводиться комплексные лабораторные экспериментальные исследования фильтрационно-емкостных свойств с учетом анизотропии пласта, коллектора углеводородного сырья (Дмитриев и др.,

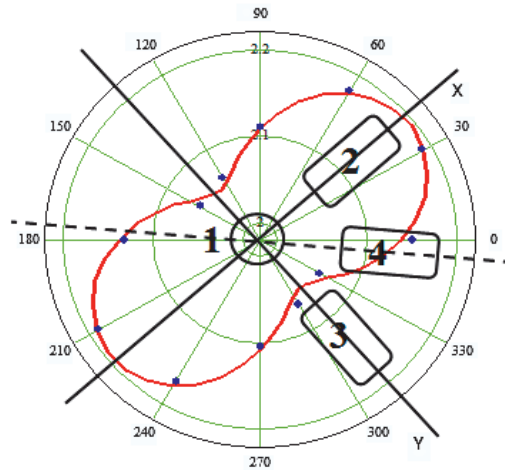


Рис. 1. Профиль скорости УЗВ в сечении керна; расположение вырезанных образцов керна меньшего диаметра.

2012; 2014; Кузьмичев, 2013). Последнее обстоятельство позволяет протестировать теоретические построения на результатах лабораторных исследований.

### 2. Экспериментальная проверка обобщения простой капиллярной модели для анизотропных пористых сред.

Для проведения лабораторных экспериментальных исследований был отобран цилиндрический керн цементированного слоистого песчаника высотой и диаметром по 100 мм, который был экстрагирован и просушен.

Считалось, что слоистость песчаника перпендикулярна оси симметрии цилиндра, поэтому одно из главных направлений тензора коэффициентов проницаемости полагалось известным. Для определения главных направлений в плоскости напластования использовался прибор «Узор 2000» (Дмитриев и др., 2012; Кузьмичев, 2013). На приборе измерялась скорость прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна в км/с с шагом в 30° (Рис. 1). Главные направления симметричных тензоров второго ранга, задающих материальные свойства, совпадают с экстремальными значениями скорости ультразвуковых волн (Дмитриев и др., 2014), поэтому по данным измерений были определены главные направления тензора коэффициентов проницаемости в плоскости напластования. Далее из исходного керна были выпилены четыре образца меньших размеров, керны с диаметром 25 мм и длиной 30 мм. Три керна (образцы 1-3) выпилены вдоль главных направлений. Четвертый образец – контрольный – по биссектрисе угла между экстремальными направлениями. Последний образец используется для проверки предположения о том, что ось симметрии керна совпадает с главным направлением тензора проницаемости и что полученные в результате эксперимента значения действительно являются компонентами тензора в плоскости напластования (Рис. 1). На рисунке показан профиль УЗВ для одного сечения керна. В процессе прозвучивания керна было отмечено, что главное направление несколько изменяется от одного сечения к другому по всей высоте керна. Однако максимальное отклонение не превышает 10°, что в пределах погрешности измерения.

Далее на всех ориентированных образцах были определены пористость и абсолютная проницаемость при фильтрации гелия в атмосферных условиях. Измерения проницаемости проводились на апробированной установке лаборатории научного центра аналитических и специальных исследований керна АО «ВНИИнефть». Результаты этих измерений приведены в таблице 1.

Повторные измерения проницаемости показали незначительные изменения в третьем знаке.

Контрольный образец, как было отмечено выше, изготовлен для проверки тензорного характера материальных характеристик: проницаемости, плотности распределения пор по радиусам. Проверим тензорный характер полученных значений проницаемости. По полученным значениям и  $k_2$  можно вычислить значение проницаемости в любом направлении  $k(\vec{n}) = k_{ij}n_i n_j$ , найти теоретическое значение  $k_4$  и сравнить его с экспериментальным. Подстановка численных значений в формулу для направленной проницаемости дает  $k_4 = 634 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Сравнение теоретического значения с экспериментальным показывает, что отличие составляет меньше 2%.

Для получения кривых распределения пор по радиусам был использован компьютерный томограф SkyScan 1172. Томограф позволяет получить двумерные срезы и трехмерные модели пустотного пространства с высоким разрешением (предел разрешения 1 мкм). По срезам, расчетным путем, можно получить функции плотности распределения пор по радиусам для каждого выбранного направления. Для каждого образца было сделано около 1200 срезов. Результаты представлены на Рис. 2-5.

По формуле (1.7) можно вычислить для всех направлений эффективный радиус капилляров  $r_\alpha$  и далее из равен-

Образец	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД ( $10^{-15} \text{ м}^2$ )
«Z» (1)	18,64	( $k_3$ ) 668
«X» (2)	18,83	( $k_1$ ) 689
«Y» (3)	18,74	( $k_2$ ) 579
«Контрольный» - 45° (4)	18,54	( $k_4$ ) 644

Табл. 1. Результаты измерения пористости и проницаемости на всех образцах керна.

ства  $k_\alpha = s_\alpha (r_\alpha^2)^2 / 8$  определить главные значения тензора проницаемости  $s_\alpha$ . В результате были получены следующие значения  $r_\alpha$  и  $s_\alpha$ :  $r_1 = 5,0$  мкм,  $r_2 = 4,63$  мкм,  $r_3 = 4,69$  мкм и  $r_4 = 4,88$  мкм,  $s_1 = 22,1\%$ ,  $s_2 = 21,6\%$ ,  $s_3 = 24,3\%$ ,  $s_4 = 21,7\%$ . По формулам для направленных значений  $r^\alpha(n) = r_{ij}^\alpha n_i n_j$  и  $s(n) = s_{ij} n_i n_j$  можно сравнить теоретические и экспериментальные значения тензоров эффективных радиусов и проницаемости. Подстановка численных значений в формулы дает теоретические значения эффективного радиуса 4,82 мкм и коэффициента проницаемости 21,85%.

Сравнение теоретических значений с экспериментальными показывает, что отличие составляет меньше 2%.

Аналогичную проверку допускают и функции плотности распределения пор по радиусам. Сравнение теоретических значений функции плотности распределения пор

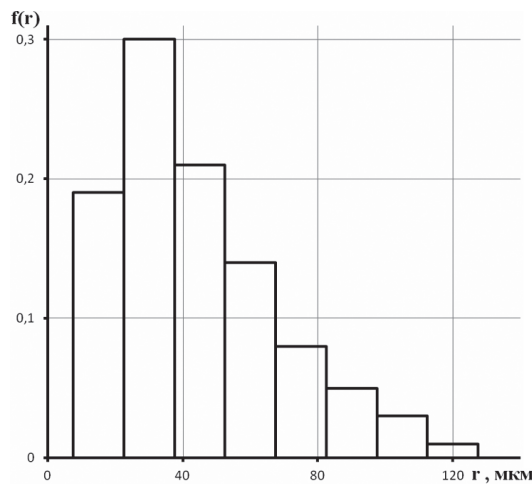


Рис. 2. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси x.

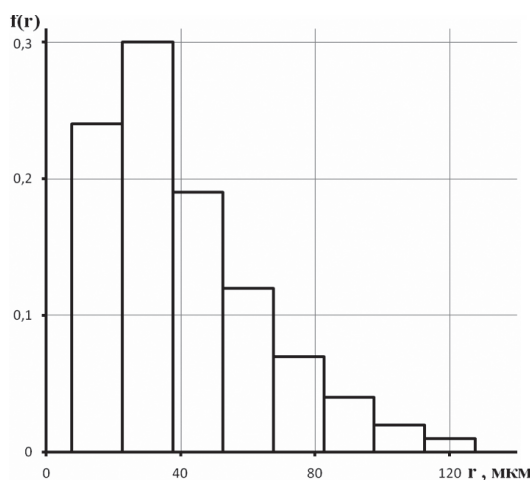


Рис. 3. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси y.

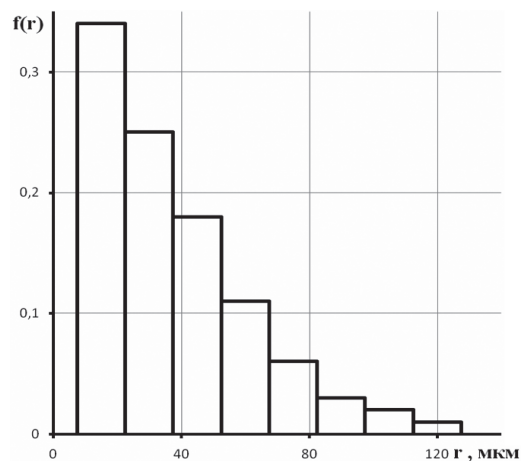


Рис. 4. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для образца, направленного вдоль оси z.

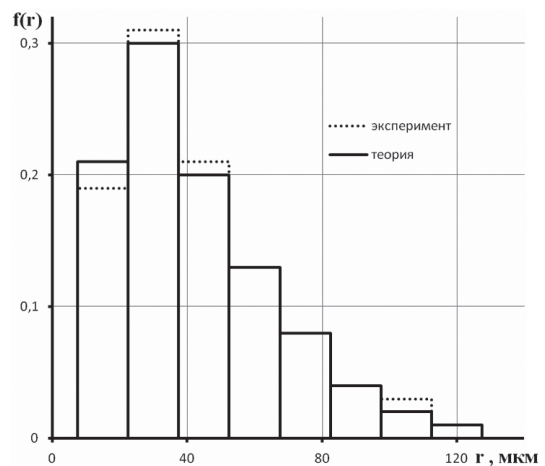


Рис. 5. Гистограмма функции плотности распределения пор по радиусам для контрольного образца и сравнение теоретической и экспериментальной гистограмм.

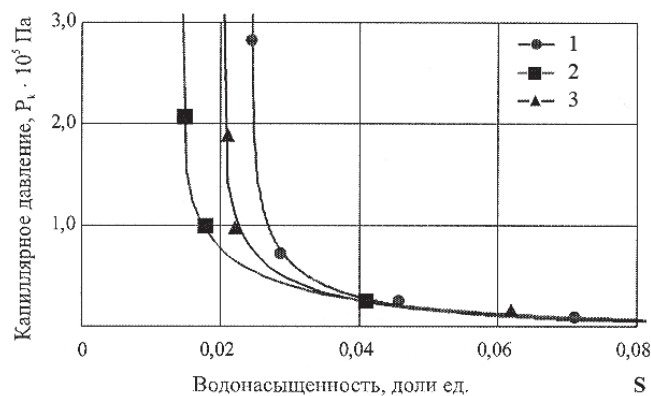


Рис. 6. Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для направлений X, Y и контрольного образца. 1 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для образца X; 2 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для образца Y; 3 – Кривая капиллярного давления с экспериментальными точками для контрольного образца.

по радиусам с экспериментальными для контрольного образца приведено на рис. 5.

Последняя серия исследований состояла в определении остаточной водонасыщенности для тех же ориентированных образцов. Для пересчета лабораторных параметров была выбрана методика Хасслера-Брунера (Kuznetsov et al., 2010; Михайлов, 2008), позволяющая с высокой степенью точности определить величину капиллярного давления на внешнем торце образца, оценить соответствующую ему насыщенность и построить зависимости капиллярного давления от насыщенности. Результаты исследования приведены на рис. 6 для образцов вдоль направления X и Y в плоскости напластования и для контрольного образца 4. Результаты сравнения теоретических и экспериментальных значений капиллярного давления на контрольном образце позволяют предположить тензорную природу капиллярного давления в анизотропных средах.

Важным следствием этого исследования является эффект зависимости капиллярного давления от направления течения. Отсюда следует, что капиллярное давление не является универсальной функцией насыщенности для анизотропного образца породы, но зависит от направления течения, от направления воздействия на пласт. Подтверждение этого факта требует более глубокого экспериментального и теоретического исследования, выявления физических механизмов этого эффекта, структурных характеристик порового пространства, особенностей физического и физико-химического взаимодействия системы «порода-флюид», от характера смачиваемости пласта и других факторов. Необходимо повторять экспериментов для различных образцов пород с различным масштабом неоднородности.

Заметим, что зависимость относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от направления течения можно считать установленным фактом, подтвержденным рядом экспериментов для терригенных и карбонатных образцов с трансверсально-изотропной, ортотропной и моноклинной симметрии фильтрационных свойств; подтвержден тензорный характер ОФП; получена их аналитическая зависимость от насыщенности и структурных параметров в различных направлениях; дана количественная оценка вклада эффектов анизотропии в показатели разработки

при включении «анизотропных» ОФП в гидродинамическую модель (Дмитриев и др., 2012; 2014; Тер-Саркисов и др., 2012, и ряд других публикаций).

**Заключение.** Построено обобщение представления простой капиллярной модели пористой среды на случай пористых сред с анизотропными фильтрационными свойствами. Показано, что для анизотропных пористых сред значения эквивалентного диаметра пор, просветности и функции плотности распределения пор по радиусам зависят от направления и задаются симметричными тензорами второго ранга. Результаты теоретических построений подтверждены лабораторными экспериментальными исследованиями на керне.

Работа носит методический характер. Основная задача состояла в установлении эквивалентности тензорного представления капиллярной модели «геометрическим» характеристикам (пористости, просветности, функциям распределения пор по размерам) анизотропных пористых сред с последующим применением методики комплексного исследования керна. Дальнейшее развитие этой методики связано с исследованием кернового материала глубоких горизонтов (6-8 км).

## Финансирование

Работа выполнена в рамках Программы 1.4П Президиума РАН (подпрограмма «Нефть из глубоких горизонтов осадочных бассейнов – источник пополнения ресурсной базы углеводородного сырья; теоретические и прикладные аспекты»).

## Литература

- Дмитриев Н.М. Просветность и проницаемость пористых сред с периодической микроструктурой. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 1995. № 1. С. 79-85.
- Дмитриев Н.М., Максимов В.М. Об эквивалентности идеальных и фиктивных пористых сред. *ДАН*. 2001. Т. 381. № 4. С. 492-495.
- Дмитриев М. Н., Дмитриев Н. М., Максимов В. М., Мамедов М.Т. Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2012. № 2. С. 57-63.
- Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Кузьмичев А.Н., Максимов В.М. Двухфазная фильтрация ортотропной пористой среде: эксперимент и теория. *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 2014. № 6. С. 94-100.
- Кузьмичев А.Н. Методика и результаты комплексных лабораторных исследований анизотропных фильтрационно-емкостных свойств анизотропных коллекторов. *Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*. 2013. № 3(272). С. 44-51.
- Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтяногазовых пластовых систем). М: МАКС Пресс. 2008. Т. 1. 448 с.
- Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л: Недра. 1985. 240 с.
- Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С. и др. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. М.-Ижевск: Институт компьютерных технологий. 2012. Глава 7. 452 с.
- Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2008. 254 с.
- Kuznetsov A.M., Baishev A.B., Kuznetsov V.V. Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method. *Oil industry*. 2010. № 1. Pp. 49-51.

## Сведения об авторах

Вячеслав Михайлович Максимов – доктор тех. наук, профессор, заведующий лабораторией, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук  
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3  
Тел: +7 499 135-54-63, e-mail: vmaks@ipng.ru

*Николай Михайлович Дмитриев* – доктор тех. наук, профессор кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Россия, 117917, Москва, Ленинский проспект, 65  
Тел: +7 499 233-90-78, e-mail: nmdrgu@gmail.com

*Алексей Николаевич Кузьмичев* – аспирант кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Россия, 117917, Москва, Ленинский проспект, 65

Статья поступила в редакцию 09.06.2016

## Tensor Representation of Capillary Model of a Porous Medium (Theory and Experiment)

*V.M. Maksimov<sup>1</sup>, N.M. Dmitriev<sup>2</sup>, A.N. Kuz'michev<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

<sup>2</sup>*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia*

**Abstract.** Generalization is given for the case of anisotropic porous media represented by a simple model of capillary porous medium. It is an idealized model in which the porous medium is a periodic lattice formed by mutually perpendicular cylindrical capillaries. It is assumed that each capillary system is characterized by its parameter  $d_a$  and stacking period  $a_a$  ( $a = 1, 2, 3$ ). It is shown that for anisotropic porous media, the functions of pore density distribution by radius and the values of the equivalent pore diameter depend on the direction and are set by symmetric tensor of the second rank. Scalar values of equivalent pore diameter are calculated, as is customary in crystal physics, in the form of the tensor properties along a predetermined direction. In the article an idea is given of the permeability coefficients tensor for simple capillary model of porous media and showed that the direction permeability value is determined by the tensor composition of luminal factor and pore distribution density by radii. The proposed theoretical representations of pore distribution density by radii; equivalent pore diameter and permeability coefficients are tested on the experimental data obtained in the laboratory experiment on a real core material. The main directions of the permeability tensor are determined from the extreme values of the transmission velocity of ultrasonic waves through the lateral surface of the core. Measurements on the control sample confirmed the tensor nature of the permeability. Pore distribution curves by radii are obtained by tomographic studies of core samples (device SkyScan 1172). A good agreement between theoretical and experimental results is obtained.

**Keywords:** simple capillary model, anisotropic media, filtration properties, characteristic linear dimensions, luminal tensors, pore distribution density by radii.

### References

Dmitriev N.M. Prosvetnost' i pronitsaemost' poristykh sred s periodicheskoy mikrostrukturoy [Translucent and permeability of porous media with periodic microstructure]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 1995. No. 1. Pp. 79-85. (In Russ.)

Dmitriev N.M., Maksimov V.M. Ob ekvivalentnosti ideal'nykh i fiktivnykh poristykh sred [Equivalence of ideal and fictitious porous media]. *DAN = Proc. of the Academy of Sciences*. 2001. Is. 381. No. 4. Pp. 492-495. (In Russ.)

Dmitriev M.N., Dmitriev N.M., Maksimov V.M., Mamedov M.T. Tenzornye kharakteristiki fil'tratsionno-embkostnykh svoystv anizotropnykh poristykh sred. Teoriya i eksperiment [Tensor characteristics of reservoir properties of anisotropic porous media. Theory and Experiment]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 2012. No. 2. Pp. 57-63. (In Russ.)

Dmitriev M.N., Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N., Maksimov V.M. Dvukhfaznaya fil'tratsiya ortotropnoy poristoy srede: eksperiment i teoriya [The two-phase filtration of orthotropic porous media: experiment and theory]. *Izvestia RAN, Mekhanika Zhidkosti i Gaza*. 2014. No. 6. Pp. 94-100. (In Russ.)

Kuz'michev A.N. Metodika i rezul'taty kompleksnykh laboratornykh issledovaniy anizotropnykh fil'tratsionno-embkostnykh svoystv anizotropnykh kollektorov [The methodology and results of complex laboratory testing of anisotropic reservoir properties of anisotropic reservoirs]. *Trudy RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina* [Proc. of the Russian State University of Oil and Gas]. 2013. No. 3(272). Pp. 44-51. (In Russ.)

Kuznetsov A.M., Baishev A.B., Kuznetsov V.V. Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method. *Oil industry*. 2010. No. 1. Pp. 49-51. (In Russ.)

Mikhaylov N.N. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta (fizika neftegazovykh plastovykh sistem) [Physics of oil and gas reservoir (physics of oil and gas reservoir systems)]. Moscow: MAKS Press. 2008. T. 1. 448 p. (In Russ.)

Romm E.S. Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornykh porod [Structural models of the pore space of rocks]. Leningrad: Nedra Publ. 1985. 240 p. (In Russ.)

Sheydegger A.E. Fizika techeniya zhidkostey cherez poristye sredy [Physics of fluid flow through porous media]. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika». 2008. 254 p. (In Russ.)

Ter-Sarkisov R.M., Maksimov V.M., Basniev K.S. et al. Geologicheskoe i gidrotermodynamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefiti i gaza [Geological and hydrothermodynamic modelling of oil and gas fields]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Technology. 2012. Chapter 7. 452 p. (In Russ.)

**For citation:** Maksimov V.M., Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N. Tensor Representation of Capillary Model of a Porous Medium (theory and experiment). *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 166-170. DOI: 10.18599/grs.18.3.4

### Information about authors

*Vyacheslav M. Maksimov* – Doctor of Science (Tech.), Professor, Head of the laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119333, Moscow, Gubkin str., 3  
Phone: +7 499 135-54-63, e-mail: vmaks@ipng.ru

*Nikolay M. Dmitriev* – Doctor of Science (Tech.), Professor, Department of Petroleum and Subsurface Fluid Mechanics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 117917, Moscow, Leninskiy prospekt, 65  
Phone: +7 499 233-90-78, e-mail: nmdrgu@gmail.com

*Aleksey N. Kuz'michev* – PhD student, Department of Petroleum and Subsurface Fluid Mechanics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 117917, Moscow, Leninskiy prospekt, 65

Manuscript received June 9, 2016