

К вопросу о сопоставимости относительных фазовых проницаемостей, полученных разными методами

Сергей Викторович Степанов^{1, 2}✉, Виктория Руслановна Вокина^{1, 2}

¹ Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

² Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: svstepanov@tnnc.rosneft.ru✉

Аннотация. В статье обсуждаются четыре метода получения функций относительной фазовой проницаемости (ОФП): 1) аппроксимация точечных лабораторных данных по известным корреляциям Кори и ЛЕТ; 2) расчет ОФП по кривым капиллярного давления с использованием моделей Бурдайна, Кори и Кори — Брукса; 3) расчет ОФП по промысловым данным; 4) модификация ОФП при настройке гидродинамической модели.

Для получения ОФП по промысловым данным предложен новый метод. В данном методе принято, что значения функции Бакли — Леверетта эквивалентны величинам обводненности скважины, а водонасыщенность можно определить по формуле, связывающей накопленную добычу нефти и начальные геологические запасы нефти.

Методы получения ОФП апробированы на примере двух реальных объектов. Результаты апробации показали, что все пары ОФП заметно отличаются между собой, при этом для рассмотренных объектов имеют место различные тенденции. В статье приводится пояснение возможных причин, обуславливающих различие ОФП. При этом установлено, что масштабный фактор не является самым значимым.

Целесообразность проведенных исследований связана с необходимостью изучения уровня соответствия между собой функций ОФП, полученных разными методами. Это позволит более аргументированно проводить обоснование функций ОФП при создании и адаптации гидродинамической модели нефтяной залежи.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, кривая капиллярного давления, гидродинамическое моделирование, модель Кори, модель Кори — Брукса, модель Бурдайна, модель ЛЕТ

Цитирование: Степанов С. В., Вокина В. Р. 2024. К вопросу о сопоставимости относительных фазовых проницаемостей, полученных разными методами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 2 (38). С. 45–55. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-45-55>

Поступила 14.11.2023; одобрена 04.04.2024; принята 24.05.2024

On the question of comparability of relative phase permeabilities obtained by different methods

Sergei V. Stepanov^{1, 2✉}, Victoria R. Vokina^{1, 2}

¹ Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

² University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: svstepanov@tnnc.rosneft.ru✉

Abstract. The article discusses four methods for obtaining functions of relative phase permeability (RPP): 1) approximation of point laboratory data by known correlations of Corey and LET; 2) calculation of RPP by capillary pressure curves using Burdine, Cory and Cory–Brooks models; 3) calculation of RPP by field data; 4) modification of RPP when setting up a hydrodynamic model.

A new method is proposed for obtaining RPP based on field data. In this method, it is assumed that the values of the Buckley–Leverett function are equivalent to the values of the well water-cut, and the water saturation can be determined by the formula linking the accumulated oil production and the initial geological oil reserves.

The methods of obtaining RPP have been tested on the example of two real objects. The results of the approbation showed that all pairs of RPPs differ markedly from each other, while different trends take place for the objects considered. The article provides an explanation of the possible reasons for the difference in the RPP. At the same time, it was found that the scale factor is not the most significant.

The expediency of the conducted research is due to the need to study the level of correspondence between the functions of the RPP obtained by different methods. This will allow for a more reasoned justification of the functions of the RPP when creating and adapting a hydrodynamic model of an oil deposit.

Keywords: relative phase permeability, capillary pressure curve, reservoir simulation, Corey model, Corey–Brooks model, Burdine model, LET model

Citation: Stepanov, S. V., & Vokina, V. R. (2024). On the question of comparability of relative phase permeabilities obtained by different methods. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(2), 45–55. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-45-55>

Received Nov. 14, 2023; Reviewed Apr. 4, 2024; Accepted May 24, 2024

Введение

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) является важнейшей функцией подземной гидромеханики, которая, помимо научной значимости, имеет принципиальное практическое значение. Это связано с тем, что от корректности ОФП, заложенных в гидродинамическую модель (ГДМ), во многом зависит состоятельность результатов моделирования разработки месторождений углеводородов. Причем это касается как оценки распределения флюидов в пластах, так и прогнозирования динамик технологических показателей разработки, в частности динамики обводненности скважин.

Опыт проектирования и сопровождения разработки месторождений с использованием гидродинамического моделирования показывает, что лабораторных данных для обоснования ОФП всегда недостаточно. Обычной является ситуация, когда для залежи, к примеру, с 50 скважинами и десятилетиями истории разработки количество прямых данных по ОФП, т. е. полученных по лабораторному изучению (потокосные эксперименты) ядра скважин, пробуренных на этой залежи, составляет единицы. Более того, и в случае, когда количество таких керновых ОФП (КОФП) исчисляется десятками, это нередко приводит к ситуации, когда кривые ОФП, относящиеся к горной породе одного литологического типа и имеющие близкие значения других свойств (пористость, абсолютная проницаемость, кривая капиллярного давления (ККД)), имеют совершенно разный вид, отражающийся как в диапазонах значений насыщенности и самих функциях ОФП, так и в форме кривых ОФП. Причины этому могут быть самые разные, и, как правило, в таком случае применяют подходы, позволяющие получить обобщенные функции ОФП.

В ситуации, когда отсутствуют данные по потокосным экспериментам на ОФП, эти функции можно получить аналитически, т. е. на основе относительно простых формул, используя различные модели, например модель Бурдайна или модель Кори — Брукса, для которых в качестве исходной информации выступают лабораторно полученные ККД [Нонароунг и др., 1986]. Такие ОФП называются аналитическими (АОФП). Заметим, что наш опыт по сопоставлению различных АОФП и КОФП, полученных применительно к одним и тем же образцам ядра, показывает их существенное различие между собой. Так, по нашим исследованиям на выборке из 12 терригенных и 12 карбонатных образцов среднее относительное отклонение составляет соответственно 48 и 54%.

В любом случае ОФП, обоснованные по лабораторным исследованиям ядра, при настройке ГДМ корректируются, и получаются модифицированные ОФП (МОФП). Факторы, обуславливающие такую корректировку ОФП, могут иметь самую разную природу, в том числе различие в масштабах объектов, на которых получены ОФП (керна

с характерным размером 10^{-2} м и расчетная ячейка ГДМ с характерным размером 10 м), и нивелирование численных эффектов. Кроме того, модификация ОФП может быть вызвана и другими факторами, не имеющими физическое или математическое обоснование, такими как, например, неправильное задание начальных запасов нефти или некорректные данные по добыче/закачке на пласт многопластовой залежи.

Вышеуказанные проблемы могут быть преодолены путем получения ОФП на основе обработки промысловых данных. Такие ОФП можно назвать промысловыми (ПОФП). Существуют различные подходы, которые используют либо имеющиеся технологические данные по работе скважин, либо данные специальным образом организованных гидродинамических и промысловых геофизических исследований скважин. Примеры таких подходов описаны С. В. Степановым [2006], И. М. Индрупским и др. [2008]. Заметим, что к настоящему времени широкая практика использования промысловых данных для получения ОФП не сложилась.

Таким образом, можно выделить четыре метода нахождения ОФП: 1) обработку лабораторных данных по потоковым исследованиям керна; 2) аналитические расчеты на основе лабораторных данных по ККД; 3) модификацию ОФП при адаптации ГДМ на фактические данные; 4) обработку промысловых данных. В этой связи представляет интерес сопоставимость ОФП, полученных разными методами.

Методы и модели

КОФП, АОФП, МОФП и ПОФП могут быть получены разными методами и с использованием разных моделей. Разумеется, в рамках одной статьи охватить все из них не представляется возможным. Поэтому далее опишем основные аспекты рассматриваемых методов и моделей.

Исходя из сложившейся практики, основной метод получения КОФП — это метод стационарной фильтрации, дающий лишь несколько значений ОФП (обычно 5–6). Поэтому в данной статье под КОФП будем понимать ОФП, рассчитанные по аппроксимационным зависимостям, в качестве которых, как правило, выступают формулы (корреляции) Кори (1), (2) [Honarpour и др., 1986] и LET (3), (4) [Lomeland и др., 2005]. В более общем случае под КОФП следует понимать и ОФП, полученные путем обработки данных по другим методам лабораторных исследований ОФП, а именно методом нестационарной фильтрации и методом центрифугирования.

$$f_o(S_{wn}) = f_o^* \cdot (1 - S_{wn})^\alpha, \quad (1)$$

$$f_w(S_{wn}) = f_w^* \cdot (S_{wn})^\beta, \quad (2)$$

$$f_o(S_{wn}) = f_o^* \frac{(1 - S_{wn})^{L_o}}{(1 - S_{wn})^{L_o} + E_o \cdot (S_{wn})^{T_o}}, \quad (3)$$

$$f_w(S_{wn}) = f_w^* \frac{(S_{wn})^{L_w}}{(S_{wn})^{L_w} + E_w \cdot (1 - S_{wn})^{T_w}}. \quad (4)$$

В формулах (1)–(4) f_o^* — ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности; f_w^* — ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; α и β — параметры (степени) корреляции Кори; L_o, E_o, T_o и L_w, E_w, T_w — параметры корреляции LET для нефти и воды соответственно; S_{wn} — нормированная водонасыщенность, определяемая по формуле

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (5)$$

где S_{wr} — остаточная водонасыщенность, S_{or} — остаточная нефтенасыщенность.

Существует масса моделей, позволяющих рассчитать АОФП. В данной статье будем рассматривать только три из них, а именно модели Бурдайна (6), (7), Кори (8), (9) и Кори — Брукса (10), (11) [Honoré и др., 1986]. Эти модели смотрятся как наиболее распространенные на фоне других моделей. В частности, опыт использования этих моделей демонстрируют К. Ли и Р. Н. Хорн [Li, Horne, 2002].

$$f_w(S_w) = \left(\frac{S_w - S_m}{1 - S_m} \right)^2 \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{(p_c(S_w))^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{(p_c(S_w))^2}}, \quad S_w = S_m \div 1; \quad (6)$$

$$f_o(S_w) = \left(\frac{1 - S_w - S_e}{1 - S_m - S_e} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{(p_c(S_w))^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{(p_c(S_w))^2}}, \quad S_w = S_m \div 1 - S_e; \quad (7)$$

$$f_w(S_w^*) = (S_w^*)^4; \quad (8)$$

$$f_o(S_w^*) = (1 - S_w^*)^2 (1 - (S_w^*)^2); \quad (9)$$

$$f_w(S_w^*) = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}; \quad (10)$$

$$f_o(S_w^*) = (1 - S_w^*)^2 \left(1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right). \quad (11)$$

В формулах (8)–(11) S_w^* — нормированная водонасыщенность, определяемая по формуле

$$S_w^* = \frac{S_w - S_m}{1 - S_m - S_e}, \quad (12)$$

где S_e — равновесная насыщенность несмачивающей фазы (нефти), которая обычно равна нулю; S_m — минимальная насыщенность смачивающей фазы (воды) в эксперименте на ККД. В формулах (10), (11) параметр λ определяется из предварительной аппроксимации ККД по формуле

$$p_c(S_w^*) = p_e \cdot (S_w^*)^{-\frac{1}{\lambda}}. \quad (13)$$

Рассматривая МОФП, следует иметь в виду, что эти функции могут отличаться в различных реализациях ГДМ одного и того же объекта. Это связано с тем, что ГДМ по мере получения новой информации об объекте моделирования, как правило, изменяется, иногда значительно. При этом заложенные в модель ОФП также подвергаются существенным корректировкам. Поэтому в данной статье в качестве МОФП будем использовать функции из актуальной ГДМ.

Применительно к ПОФП воспользуемся новым методом. Данный метод, так же как и другой, предложенный С. В. Степановым [2006], исходит из допущения, что значения функции Бакли — Леверетта эквивалентны величинам обводненности скважины, а водонасыщенность можно определить по формуле. Это допущение позволяет рассчитать ПОФП по следующему алгоритму:

1. Определить моменты времени, для которых известны дебит жидкости, дебит воды и депрессия. На каждый такой момент времени определить накопленную добычу нефти.
2. Определить фактические значения коэффициента продуктивности (J) на данные моменты времени:

$$J = \frac{q}{\Delta p}, \quad (14)$$

где q — дебит жидкости, Δp — депрессия.

3. Определить значения обводненности на данные моменты времени.
4. Выбрать среди всех значений коэффициентов продуктивности значение коэффициента продуктивности по нефти (J_o), соответствующее нулевому значению обводненности. Если имеется несколько значений нулевой обводненности, то используется среднее арифметическое среди этих значений коэффициентов продуктивности.
5. Определить фактические значения подвижности жидкости (ξ^Φ) на данные моменты времени:

$$\xi^\Phi = \frac{J}{J_o \mu_o}, \quad (15)$$

где μ_o — динамическая вязкость нефти.

6. Составить таблицу данных по обводненности и подвижности, определенных по промысловым данным на рассматриваемые моменты времени.
7. Определить тип корреляций для ОФП (Кори или LET). Вне зависимости от типа корреляций принять значение ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности (f_o^*), равной 1. Эти корреляции необходимы для получения значений расчетной подвижности жидкости (ξ^p) по формуле

$$\xi^p(S_w) = \frac{f_w(S_w)}{\mu_w} + \frac{f_o(S_w)}{\mu_o}, \quad (16)$$

где μ_w — динамическая вязкость воды.

8. Минимизировать целевую функцию

$$\Phi = \sum_{t=1}^T (\xi_t^\phi - \xi_t^p)^2 \quad (17)$$

и тем самым определить параметры ОФП для выбранной корреляции. В формуле (17) T — количество моментов времени, t — момент времени. Значения водонасыщенности в формулах для ОФП определяются для каждого момента времени по формуле

$$S_w = S_{wi} + (1 - S_{wi}) \frac{N_p}{N}, \quad (18)$$

где S_{wi} — начальная водонасыщенность; N_p — накопленная на момент времени добыча нефти, m^3 ; N — начальные геологические запасы нефти, m^3 .

9. Сформировать таблицу для ПОФП, например, применительно к 25 точкам насыщенности при параметрах ОФП, минимизирующих целевую функцию.
10. При необходимости пересчитать ПОФП по нефти путем перемножения имеющихся значений на значение ОФП по нефти при остаточной нефтенасыщенности и пересчитать ПОФП по воде путем перемножения имеющихся значений на значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности.

Результаты

Рассмотрим АОФП, КОФП, МОФП и ПОФП на примере двух объектов — условных фрагментов пластов, ассоциируемых с нефтяными скважинами, из которых был отобран и исследован керн для получения данных по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), ОФП и ККД. Скважины имеют представительные данные по нефти и воде, использованные для настройки ГДМ соответствующих пластов, в том числе посредством модификации ОФП. Основные характеристики объектов даны в таблице 1.

На рис. 1, 2 для объекта 1 и 2 приведены лабораторные значения ОФП, графики МОФП и графики осредненных функций АОФП, КОФП и ПОФП, нормированные на фазовую проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности. Для АОФП осреднение проведено по трем использованным моделям. ОФП по нефти, рассчитанные по моделям Кори — Брукса и Бурдайна, близки между собой, а ОФП по воде по всем трем моделям заметно отличаются между собой. Такая картина свойственна обоим рассмотренным объектам, хотя и в разной степени. Для КОФП и ПОФП осреднение проведено по корреляциям Кори и ЛЕТ. При этом КОФП, полученные по корреляциям Кори и ЛЕТ, достаточно схожи между собой, приемлемо аппроксимируют лабораторные значения, но несколько отличаются в области вблизи остаточной водонасыщенности. Это связано с тем, что в этой области отсутствует лабораторно полученное значение ОФП по нефти. Такая картина свойственна для обоих рассматриваемых объектов и в целом для аппроксимации лабораторно полученных значений ОФП по методу стационарной фильтрации.

Таблица 1. Характеристики рассматриваемых объектов

Table 1. Characteristics of the objects under consideration

Свойство	Объект 1	Объект 2
Тип породы	Песчаник	Песчаник
Абсолютная проницаемость, мД	8,6	51,2
Пористость, д. ед.	0,15	0,21
Плотность нефти, кг/м ³	870	882
Плотность воды, кг/м ³	1 008	1 008
Вязкость нефти, сП	1,68	2,36

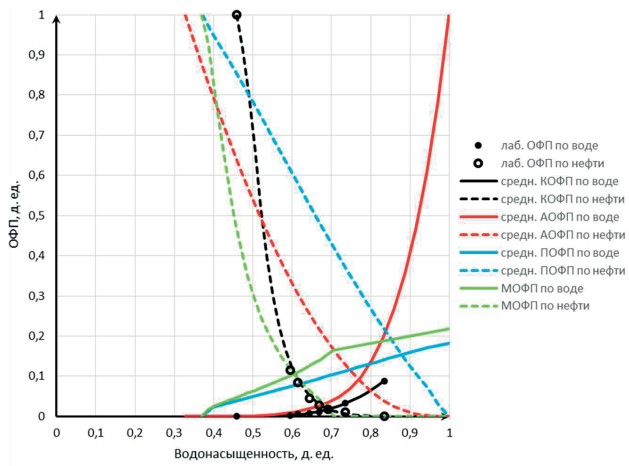


Рис. 1. ОФП для объекта 1

Fig. 1. RPP for object 1

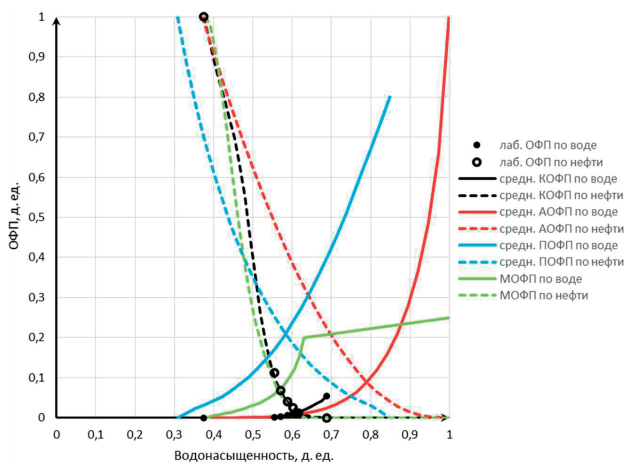


Рис. 2. ОФП для объекта 2

Fig. 2. RPP for object 2

Из рис. 1 и 2 видно, что кривые КОФП, АОФП, ПОФП и МОФП отличаются друг от друга. При этом ни одна из пар кривых не схожа между собой. Более того, если отдельно рассматривать КОФП и АОФП, т. е. только кривые, полученные по данным лабораторного исследования керна соответственно на ОФП и ККД, то нельзя сказать, что различие между этими парами кривых меньше, чем в случае с парами кривых, полученных с использованием скважинных данных соответственно при адаптации ГДМ (МОФП) и непосредственно по ним (ПОФП). Помимо этого, если отдельно сопоставить пары кривых МОФП и ПОФП, то также видно заметное различие между ними.

Полученные результаты сопоставления ОФП не являются уникальными, они отражают известные факты. Действительно, КОФП практически всегда претерпевают существенную модификацию при настройке ГДМ на фактические промысловые данные, и это связано с описанными выше факторами, в том числе с различием в масштабах керна и расчетной ячейки ГДМ. Заметим, что это различие проявляет себя, с одной стороны, с позиции масштабного эффекта, поскольку одни и те же свойства осадочных отложений имеют разные значения применительно к объектам разного масштаба, а с другой — с позиции разнообразных численных эффектов, обусловленных влиянием размера расчетной ячейки на моделирование многофазных процессов, особенно вблизи скважины. В конечном итоге различие между КОФП и МОФП является предсказуемым и понятным.

Различие между КОФП и АОФП также ожидаемо и согласуется с известными литературными данными (см., например, [Li, Horne, 2002]). Более того, полученные отклонения между этими парами кривых ОФП согласуются с нашим собственным опытом по сопоставлению АОФП и КОФП.

Особенный интерес представляет сопоставление МОФП и ПОФП. Как видно из рис. 1 и 2, эти пары кривых заметно отличаются между собой. По всей видимости, это различие обусловлено несколькими причинами, однако основной из них следует считать то, что МОФП — это следствие численного решения уравнений многофазной фильтрации, а также возможное следствие недостаточной адекватности ГДМ реальному объекту. ПОФП, в отличие от МОФП, не связаны с численными эффектами и адекватностью модели. Поскольку ПОФП рассчитываются по скважинным данным, они, очевидно, характеризуют пласт не только с позиции его свойств, но и пластовых процессов, обусловленных спецификой скважины и особенностями ее эксплуатации. Другими словами, ПОФП для двух скважин, расположенных, к примеру, в однородном пласте, но имеющих разную степень совершенства, будут отличаться между собой. Таким образом, имеющийся факт отличия МОФП и ПОФП также можно считать вполне объяснимым.

Заключение

На примере двух объектов рассмотрены функции ОФП, полученных в результате аппроксимации данных потоковых лабораторных экспериментов на ОФП и расчета ОФП по кривым капиллярного давления (в обоих случаях включая исследования керна),

расчета ОФП по промысловым данным и гидродинамического моделирования. Сопоставление ОФП показало, что все пары кривых ОФП заметно отличаются друг от друга, что может быть объяснено разными причинами. При этом фактор масштаба не является самым значимым, поскольку между собой отличаются не только ОФП, найденные после керновых исследований, но и ОФП, определенные непосредственно по скважинным данным и с использованием этих данных при адаптации гидродинамической модели.

Сопоставление ОФП для двух рассмотренных объектов показывает, что отсутствуют одинаковые тенденции в расположении кривых ОФП, найденных разными методами. Так, например, для объекта 2 модифицированная в гидродинамической модели ОФП по воде ниже, чем ОФП по воде, полученная по промысловым данным, а для объекта 1 имеет место обратная картина. Аналогичная ситуация происходит и для ОФП, полученных другими методами.

Таким образом, вопрос сопоставимости ОФП, полученных с использованием разных методов, остается открытым. Дальнейшего изучения требует возможность применения тех или иных методов для получения ОФП с целью их дальнейшего использования для решения практических задач. Предполагается, что понимание особенностей ОФП, полученных разными методами, позволит более обоснованно подходить к модификации ОФП при гидродинамическом моделировании, а значит, позволит увеличить качество сопровождения разработки нефтяных залежей.

Список источников

- Индрупский И. М., Закиров Э. С., Анিকেев Д. П., Ипатов А. И., Фахретдинов Р. Н., Гуляев Д. Н., Клочан И. П. 2008. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 38–42.
- Степанов С. В. 2006. Использование данных разработки месторождения нефти для получения кривых фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство. № 4. С. 67–69.
- Honarpour M., Koederitz L., Harvey A. H. 1986. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton: CRC Press. 152 pp. <https://doi.org/10.1201/9781351076326>
- Li K., Horne R. N. 2002. Experimental verification of methods to calculate relative permeability using capillary pressure data // SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting (20–22 May 2002, Anchorage, Alaska). Paper SPE-76757-MS. <https://doi.org/10.2118/76757-MS>
- Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. 2005. A new versatile relative permeability correlation // International Symposium of the Society of Core Analysts (21–25 August 2005, Toronto, Canada). Paper SCA2005-32.

References

- Indrupsky, I. M., Zakirov, E. S., Anikeev, D. P., Ipatov, A. I., Fakhretdinov, R. N., Gulyaev, D. N., & Klochan, L. P. (2008). In-situ relative permeability evaluation. *Oil Industry*, (5), 38–42. [In Russian]
- Stepanov, S. V. (2006). Using data oilfield development curves for permeability. *Oil Industry*, (4), 67–69. [In Russian]

- Honarpour, M., Koederitz, L. & Harvey, A. H. (1986). *Relative permeability of petroleum reservoirs*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781351076326>
- Li, K., & Horne, R. N. (2002, May 20–22). *Experimental verification of methods to calculate relative permeability using capillary pressure data* [Conference paper SPE-76757-MS]. SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Anchorage, Alaska. <https://doi.org/10.2118/76757-MS>
- Lomeland, F., Ebeltoft, E., & Thomas, W. H. (2005, August 21–25). *A new versatile relative permeability correlation* [Conference paper SCA2005-32]. International Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, Canada.

Информация об авторах

Сергей Викторович Степанов, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; доктор технических наук, профессор базовой кафедры ООО «ТННЦ», Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Виктория Руслановна Вокина, ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; студент магистратуры, кафедра прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия rvvokina@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9651-1758>

Information about the authors

Sergei V. Stepanov, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Dr. Sci. (Tech.), Professor, Tyumen Petroleum Research Center Specialized Department, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Victoria R. Vokina, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Master Student, Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia rvvokina@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9651-1758>