

Метод расчета относительных фазовых проницаемостей на основе эмпирической функции межфазного взаимодействия

Михаил Алексеевич Загоровский^{1,2}✉, Сергей Викторович Степанов^{1,2},
Александр Борисович Шабаров¹

¹ Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

² Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru✉

Аннотация. В статье приводятся результаты исследований по разработке эмпирического метода определения функций относительных фазовых проницаемостей. В основе метода лежит расчет функции межфазного взаимодействия по данным физических экспериментов на керне, а также поиск многопараметрических зависимостей для параметров аппроксимационной зависимости этой функции. Для аппроксимации предложено использовать функцию на двух отрезках области определения.

Исследования проведены с использованием лабораторных данных для терригенных и карбонатных групп образцов керна, отобранных с разных месторождений. Установлено, что потери давления из-за межфазного взаимодействия, возникающие при совместном течении водонефтяной смеси, составляют в максимуме для рассмотренных образцов керна от 60 до 90% суммарных потерь давления.

Для обеих групп данных получены многопараметрические зависимости. Показано, что использование многопараметрических зависимостей параметров функции межфазного взаимодействия обеспечивает качество прогнозирования относительных фазовых проницаемостей с погрешностью на уровне 30% для терригенных образцов и 22% для карбонатных.

Проведено исследование влияния объема выборки, по которой строились многопараметрические зависимости (обучающая выборка), на качество прогнозирования ОФП (тестовая выборка). Установлено, что увеличение объема обучающей выборки при формировании многопараметрических зависимостей для функции межфазного взаимодействия положительно влияет на точность прогнозирования

функций относительных фазовых проницаемостей. При этом увеличение обучающей выборки в 2 раза приводит к тому, что для терригенной породы средняя относительная погрешность определения относительной фазовой проницаемости уменьшается с 25,5 до 20,9%, а для карбонатной — с 70,3 до 23,6%.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, функция межфазного взаимодействия, многофазное течение, керн, фильтрационно-емкостные свойства

Цитирование: Загоровский М. А., Степанов С. В., Шабаров А. Б. 2023. Метод расчета относительных фазовых проницаемостей на основе эмпирической функции межфазного взаимодействия // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 2 (34). С. 59–74. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-59-74>

Поступила 24.04.2023; одобрена 04.05.2023; принята 30.06.2023

The method of calculation of relative phase permeability functions based on the empirical interfacial interaction function

Mikhail A. Zagorovskiy^{1,2}✉, Sergei V. Stepanov^{1,2}, Alexandr B. Shabarov¹

¹ University of Tyumen, Tyumen, Russia

² Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Corresponding author: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru ✉

Abstract. The article describes the results of research about the creation of an empirical method for calculation relative phase permeability functions (RPP). The method based on calculation of interfacial interaction function (IIF) from the experimental SCAL data and searching multi-parameter dependences for the parameters of the approximation dependence of IIF. It is proposed to use a function defined on two segments of the domain of definition, for approximation of IIF.

The research had been carried out on laboratory data for group of terrigenous and carbonate samples. It had been established that the pressure losses due to interfacial interaction of oil and water during the joint flow of the water-oil mixture are at the maximum for the considered core samples from 60 to 90% of the total pressure losses. Multi-parameter dependences for IIF parameters were found for both groups of data. It was defined that using of multi-parameter dependences for IIF parameters provides the quality of RPP forecast with deviation by 30% for terrigenous samples and by 22% for carbonate samples.

There was conducted the study of the influence of data set amount for multi-parameter dependences (training set) on the quality of RPP forecast (test set). It had been established that increasing of data set amount for multi-parameter dependences of IIF parameters has a positive effect on the quality of RPP functions forecast. At the same time, the increasing of data set amount in 2 times leads to decreasing of the average relative error of RPP calculation from 25.5 to 20.9% for terrigenous samples and from 70.3 to 23.6% for carbonate samples.

Keywords: relative phase permeability, interfacial interaction function, multiphase flow, core, filtration-capacitive properties

Citation: Zagorovskiy, M. A., Stepanov, S. V., & Shabarov, A. B. (2023). The method of calculation of relative phase permeability functions based on the empirical interfacial interaction function. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(2), 59–74. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-59-74>

Received April 24, 2023; Reviewed May 4, 2023; Accepted June 30, 2023

Введение

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) является тем ключевым свойством горной породы, которое определяет многофазное течение в пористой среде. От корректного понимания функций ОФП во многом зависит адекватность математических моделей, применяемых для моделирования разработки месторождений. Как показывает опыт, данных по ОФП всегда очень мало. Более того, нередки ситуации, когда такие сведения отсутствуют, поэтому приходится использовать данные по пластам-аналогам, что, очевидно, не лучшим образом сказывается на адекватности модели реального объекта — природного пласта.

Существующие методы определения ОФП, как на основе физического эксперимента (метод стационарной фильтрации, метод нестационарной фильтрации, метод центрифугирования [Орлов и др., 2013; McPhee и др., 2015; Саломатин и др., 2021]), так и на основе математического моделирования (аналитический расчет ОФП по кривым капиллярного давления (ККД) [Burdine, 1953; Corey, 1954; Brooks, Corey, 1964; Мальшаков, Ефимов, 1991], а также численное моделирование по технологии «Цифровой керн» [Koroteev и др., 2013; Raeini и др., 2019; Марков, 2020; Yakimchuk и др., 2020]), обладают теми или иными недостатками, поэтому к сегодняшнему времени не могут обеспечить возможность массового получения ОФП. Так, например, лабораторное исследование ОФП в системе «нефть — вода» методом стационарной фильтрации для традиционных коллекторов занимает в среднем от пяти суток и позволяет получить значения ОФП при пяти–семи значениях насыщенности, включая концевые точки. Численный расчет ОФП по технологии «Цифровой керн» для фрагмента ядра объемом несколько кубических миллиметров может занимать несколько дней с использованием

высокопроизводительных вычислительных кластеров. При этом существует ряд проблем, связанных с учетом смачиваемости пустотного пространства, влиянием неразрешенной пористости, ремасштабированием полученных свойств до уровня стандартного ядра и др. В этой связи актуальным направлением является разработка и использование альтернативных подходов к определению ОФП, которые бы позволили существенно увеличить количество данных.

Исходя из практики лабораторных исследований ядра, количество данных по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), т. е. по пористости и абсолютной проницаемости, по ККД и ОФП, можно ориентировочно оценить как 100 : 10 : 1, что обусловлено сложностью и длительностью физических экспериментов. С учетом того, что между различными свойствами горной породы наблюдаются зависимости разной степени выраженности, представляется перспективной разработка эффективного эмпирического метода определения ОФП, основанного на использовании получаемых в лабораторных условиях данных, количество которых в результате возможно увеличить на один–два порядка по сравнению с текущей ситуацией.

Создание такого метода оказалось возможным с использованием функции межфазного взаимодействия (ФМВ) [Алтунин и др., 2013; Шабаров, Шаталов, 2016], которая представляет собой потери давления, обусловленные только межфазным взаимодействием и следующие из рассмотрения полных потерь давления как суммы — потерь давления из-за межфазного взаимодействия $\Delta P_{\text{мф}}$ и потерь давления ΔP^* , вызванных всеми факторами, за исключением межфазного взаимодействия [Алтунин и др., 2013; Степанов, Шабаров, 2021]:

$$\Delta P_i = \Delta P_i^* + \Delta P_i^{\text{мф}}. \quad (1)$$

Здесь и далее индекс i означает принадлежность величины некоторому значению насыщенности. Таким образом, потери давления являются функцией насыщенности и, соответственно, интегральной характеристикой для элемента пористой среды.

Потери давления ΔP^* включают в себя потери из-за вязкого (внутреннего) трения жидкостей, трения жидкостей о стенки пор, потери из-за местных сопротивлений, вызванных извилистостью поровых каналов, изменением их формы и сечения и др. [Степанов, Шабаров, 2021].

Предполагается, что межфазные потери давления возникают вследствие деформаций границ раздела фаз (эффект Жамена), дробления и слияния капель и пленок жидкости, а также других эффектов [Мирзаджанзаде и др., 1992; Zakirov и др., 2019]. Этот вид потерь давления возникает только при одновременном совместном движении нескольких фаз, например при капельном (четочном) режиме течения [Zhao и др., 2020; Пряжников и др., 2022].

ФМВ удобно определять в безразмерном виде как отношение межфазных потерь давления к полным потерям давления (2):

$$\text{ФМВ}_i = \frac{\Delta P_i^{\text{мф}}}{\Delta P_i} = \frac{\Delta P_i - \Delta P_i^*}{\Delta P_i} = 1 - \frac{\Delta P_i^*}{\Delta P_i}. \quad (2)$$

Являясь функцией нормированной водонасыщенности, ФМВ имеет различную степень выраженности, но при этом всегда сохраняет свою условно колоколообразную форму. Такую форму зависимости ФМВ (и ΔP_{mf}) от насыщенности можно объяснить изменением интенсивности межфазного взаимодействия при смене струйного режима течения на четочный и наоборот. Другими словами, количество четок (капель) в потоке определяет вклад эффекта Жамена в формирование фильтрационного сопротивления многофазному потоку. При водонасыщенности, близкой к своему остаточному значению, имеет место преимущественно струйное течение нефти, сопротивление которому меньше, чем при четочном течении нефти и воды. Аналогичным образом при водонасыщенности, близкой к своему максимальному значению (при остаточной нефтенасыщенности), преобладает струйное течение воды, сопротивление которому также меньше, чем при четочном течении. В области, соответствующей максимальному значению ФМВ, выраженность четочного характера течения наибольшая.

Колоколообразная форма ФМВ позволяет аппроксимировать ее подходящей зависимостью, параметры которой отражают в виде тех или иных закономерностей влияние каких-либо свойств горной породы. Таким образом, задача прогнозирования ОФП должна исходить из понимания данных зависимостей, в чем и состоит эмпирический метод получения ОФП на основе ФМВ.

В работе [Степанов, Шабаров, 2021] представлены результаты поиска таких зависимостей для ФМВ, аппроксимированной формулой типа производной функции Баклея — Левретта, которая имеет четыре параметра. Зависимости для каждого параметра, которые отыскивались в виде степенных функций от одного какого-либо свойства, в основном характеризуются невысокими значениями коэффициентов детерминации. В этой связи задачами работы, результаты которой представлены в данной статье, было исследование возможности аппроксимации ФМВ с использованием новой, упрощенной формулы и поиск закономерностей для ее параметров, учитывающих более одного свойства.

Описание метода

Эмпирический метод расчета ОФП на основе ФМВ, как и в работе [Степанов, Шабаров, 2021], представим в виде четырех шагов.

На первом шаге проводится обработка данных физических экспериментов на ОФП с целью определения значений ФМВ при значениях насыщенности из физических экспериментов. Для этого предварительно определим, используя обобщенный закон Дарси, величину потерь давления ΔP^* (3) через приведенную вязкость μ^* и приведенную ОФП фаз f_i^* , определяемых как функции нормированной насыщенности (4), (5).

$$\Delta P_i^* = \frac{wL}{k_o} \frac{\mu_i^*}{f_i^*}, \quad (3)$$

$$\mu_i^* = \mu_w S_i + \mu_o (1 - S_i), \quad (4)$$

$$f_i^* = f_{wr} S_i + f_{or} (1 - S_i). \quad (5)$$

В формуле (3): w — линейная скорость фильтрации; L — длина участка образца керна, на котором определяется перепад давления; k_o — абсолютная проницаемость образца. В формулах (4), (5): $S_i = \frac{S_{wi} - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}}$ — нормированная насыщенность; μ_w , μ_o — динамические вязкости воды и нефти; f_{wr} — ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности S_{or} ; f_{or} — ОФП нефти при остаточной водонасыщенности S_{wc} .

При подстановке в формулу (2) значений полного перепада давления и перепада давления, найденного по формуле (3), определяются значения ФМВ (рис. 1). Как видно, ФМВ для различных типов горных пород имеет выпуклую колоколообразную форму, а потери давления из-за межфазного взаимодействия, возникающие при совместном течении водонефтяной смеси, составляют в максимуме от 60 до 90% суммарных потерь давления.

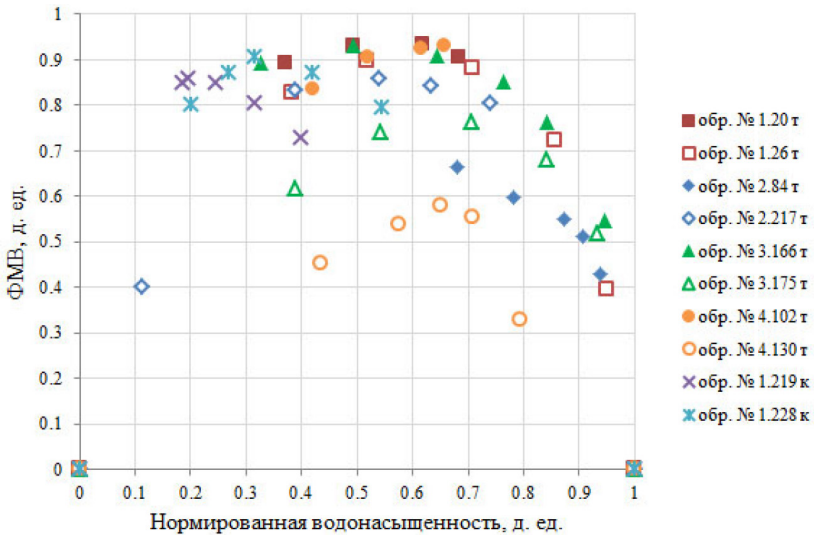


Рис. 1. Зависимость ФМВ от нормированной насыщенности для некоторых терригенных и карбонатных пород

Fig. 1. The dependence of IIF for some terrigenous and carbonate rocks

Второй шаг состоит в поиске параметров аппроксимационной зависимости для ФМВ. Это можно сделать с использованием функции, определенной на двух отрезках с максимальными значениями — соответственно до и после значений водонасыщенности:

$$\Phi_{MB_2}(S_i) = \begin{cases} \tilde{A} \left[1 - \left(\frac{\overline{S}_m - S_i}{\overline{S}_m} \right)^n \right], & S_i \leq \overline{S}_m, \\ \tilde{A} \left[1 - \left(\frac{S_i - \overline{S}_m}{1 - \overline{S}_m} \right)^n \right], & S_i > \overline{S}_m, \end{cases} \quad (6)$$

где \tilde{A} — амплитуда ФМВ; \bar{S}_m — абсцисса положения максимума ФМВ; n — параметр, характеризующий кривизну ФМВ. Индекс «2» означает, что это вторая аппроксимационная зависимость (первая аппроксимационная зависимость в безразмерном виде была рассмотрена в работе [Степанов, Шабаров, 2021]).

Параметры формулы (6) определяются для каждого образца, на котором проводились эксперименты по ОФП. Таким образом, получаем набор данных, позволяющих проводить поиск различных закономерностей между параметрами аппроксимации и какими-либо параметрами горной породы. В этом состоит третий шаг.

Реализация третьего шага, в отличие от работы [Степанов, Шабаров, 2021], предусматривает получение многопараметрических зависимостей (МЗ). При этом в качестве параметров выступают не только ФЕС (пористость $K_{П^*}$, абсолютная проницаемость K_0 и характерный размер пор $d = \sqrt{K_0 / K_{П^*}}$), но и параметры, отражающие свойства горной породы как многофазной системы. К таким относятся, например,

параметры $KS_1 = \frac{S_*}{1-S^*}$ и $KF = \frac{f_{or}}{f_{wr}}$. Поскольку ОФП, а следовательно, и ФМВ зависят от характера многофазного течения, то в качестве параметров следует использовать также относительную вязкость $\bar{\mu} = \frac{\mu_w}{\mu_o}$, число Рейнольдса для течений в пористой среде $Re_w = \frac{10\nu\rho_w\sqrt{K_0}}{K_{П^*}^{2,3}\mu_w}$ и капиллярное число $Ca = \frac{\mu\nu}{\sigma}$.

МЗ для параметров ФМВ искались в виде произведения безразмерных нормированных параметров в своих степенях:

$$\frac{Y}{Y_{med}} = \prod_{i=1}^N \left(\frac{X_i}{X_{imed}} \right)^{m_i} = \left(\frac{X_1}{X_{1med}} \right)^{m_1} \times \left(\frac{X_2}{X_{2med}} \right)^{m_2} \times \dots \times \left(\frac{X_N}{X_{Nmed}} \right)^{m_N}, \quad (7)$$

где Y — аппроксимируемый параметр ФМВ; Y_{med} — медианное значение параметра Y в кластере данных; X_i — управляющие параметры; X_{imed} — медианные значения управляющих параметров X_i в кластере данных; N — количество независимых управляющих параметров. Выбор вида формулы (7) обусловлен его распространенностью в теории теплопереноса [Исаченко и др., 1969; Баскаков и др., 1991].

Собственно, в вычислении параметров функций ОФП через ФМВ и состоит четвертый шаг. Заключается он в минимизации невязки между фактической и расчетной подвижностью жидкости (8), где фактическая подвижность жидкости ξ_{fact} определяется через ФМВ (9), а расчетная подвижность жидкости ξ_{calc} определяется через аппроксимации ОФП по формулам Кори (10).

$$\sum (\xi_{fact i} - \xi_{calc i})^2 \rightarrow \min, \quad (8)$$

$$\xi_{fact i} = \frac{f_i^*}{\mu_i^*} (1 - \Phi_{MB i}), \quad (9)$$

$$\xi_{calc i} = \frac{f_{or}}{\mu_o} (1 - S_i)^{n_o} + \frac{f_{wr}}{\mu_w} S_i^{n_w}. \quad (10)$$

Для решения обратной задачи (8) использовался метод общего понижающего градиента (ОПГ) с заданием начального приближения случайным образом в соответствии с ограничениями $n_o \geq 1$, $n_w \geq 1$. Выбор метода ОПГ обусловлен возможностью решения нелинейных оптимизационных задач, относительной быстротой расчета и реализацией в расширенном пакете анализа данных Microsoft Excel.

Определение параметров ФМВ производится либо по эмпирическим зависимостям, полученным по обобщенным лабораторным данным, либо по данным конкретного месторождения, пласта или группы пластов. В данном исследовании для поиска зависимостей между параметрами ФМВ и ФЕС исходный массив данных разделялся на обучающую (калибровочную) и тестовую выборки в различных соотношениях. Под обучающей выборкой подразумевается массив данных, для которого известны лабораторные ОФП и ФЕС и по которому производится поиск зависимостей «ФМВ — ФЕС», а под тестовой выборкой — лабораторные данные, для которых известны только ФЕС, но не ОФП.

Поиск параметров функций ОФП происходит применительно к нормированной водонасыщенности. Подразумевается, что денормировка водонасыщенности для образцов керна с неизвестными значениями концевых точек может быть проведена с использованием известных зависимостей типа «остаточная водонасыщенность — абсолютная проницаемость» и «остаточная водонасыщенность — остаточная нефтенасыщенность» и др. Поскольку в формулах (4), (5), (10) используются значения ОФП в концевых точках, значит, для этих значений известны необходимые зависимости. Такие предположения не накладывают серьезных ограничений на рассматриваемый эмпирический метод получения ОФП. Это связано с тем, что концевые точки насыщенности и ОФП показывают устойчивые зависимости от ФЕС; кроме того, значения концевых точек могут быть относительно легко получены в лабораторных экспериментах, в отличие от значений ОФП в области совместной фильтрации.

Таким образом, для реализации предлагаемого подхода вычисления ОФП массив лабораторных данных должен включать в себя информацию о пористости и абсолютной проницаемости исследуемых образцов, динамической вязкости флюидов, остаточных насыщенностях фаз, включая значения фазовых проницаемостей при остаточных насыщенностях фаз. Помимо этого, для обучающей выборки данных необходимо иметь экспериментальные данные по ОФП, причем желательно, чтобы последние были получены по одной и той же методике проведения эксперимента.

Результаты исследований

Тестирование эмпирического метода расчета ОФП на основе ФМВ было выполнено с использованием лабораторных данных по относительным фазовым проницаемостям 10 терригенных пород пласта B_2 (кластер Т) и 10 карбонатных пород пласта A_4 (кластер К). Коллекция терригенных и карбонатных образцов была отобрана с разных месторождений. Рассматриваемые образцы характеризуются гидрофобным характером смачиваемости, имеют пористость от 0,18 до 0,26 д. ед. и абсолютную проницаемость от 497 мД до 3,3 Д.

В таблице 1 приведены медианные значения параметров рассмотренных множеств образцов, которые использовались при построении МЗ для параметров ФМВ.

Таблица 1. Медианные значения параметров используемых образцов

Table 1. Median values of FCP of used samples

Кластер	Пласт	$k_{o\ med}$ мД	$\bar{\mu}_{med}$	KF_{med}	$KS_{1\ med}$	d_{med} мкм
Т	Б ₂	1 789,03	0,108	3,537	0,094	2,641
К	А ₄	585,30	0,906	1,907	0,365	2,068

В результате решения оптимизационной задачи по поиску степеней m_i МЗ (7) обнаружены зависимости для терригенных пород пласта Б₂ (11)–(13) и карбонатных пород пласта А₄ (14)–(16). При этом медианные значения параметров ФМВ, соответственно, имеют значения: для кластера Т — $\bar{A}_{med} = 0,677$, $S_{m\ med} = 0,207$, $n_{med} = 1,3$; для кластера К — $\bar{A}_{med} = 0,83$, $S_{m\ med} = 0,228$, $n_{med} = 1,656$. Набор независимых управляющих параметров в (11)–(16) определялся исходя из величин коэффициентов детерминации по однопараметрическим зависимостям (ОЗ).

$$\bar{A} = (\bar{K}_0)^{-0,824} \cdot (\bar{\mu})^{0,326} \cdot (\overline{KF})^{0,19}, \quad (11)$$

$$\bar{S}_m = (\overline{KF})^{0,001} \cdot (\bar{\mu})^{1,086} \cdot (\overline{KS}_1)^{0,482} \cdot (\bar{d})^{0,007}, \quad (12)$$

$$\bar{n} = (\bar{\mu})^{2,029}, \quad (13)$$

$$\bar{A} = (\bar{K}_0)^{-0,02} \cdot (\bar{\mu})^{0,148} \cdot (\overline{KF})^{0,269}, \quad (14)$$

$$\bar{S}_m = (\overline{KF})^{1,238} \cdot (\bar{\mu})^{0,856} \cdot (\overline{KS}_1)^{-1,161} \cdot (\bar{d})^{0,584}, \quad (15)$$

$$\bar{n} = (\bar{\mu})^{0,289}. \quad (16)$$

Также было проведено исследование влияния объема выборки, по которой строились МЗ (обучающая выборка), на качество прогнозирования ОФП (тестовая выборка). При тестировании, помимо контроля по ОФП, по функциям подвижности жидкости и функции Баклея — Леверетта дополнительно осуществлялся контроль качества прогнозирования.

Рассмотрены два варианта работы с обучающими и тестовыми выборками.

1. Объем обучающей выборки для каждого кластера данных равен 40, 60 и 80% всего объема данных, при этом в каждом случае образцы тестовой выборки выбираются случайным образом из всего массива данных в кластере и составляют соответственно 60, 40 и 20% всего объема данных;
2. Объем обучающей выборки для каждого кластера данных составляет 40, 60 и 80% всего объема данных, при этом объем тестовой выборки фиксированный — 20% всего объема данных в кластере.

На рис. 2 показаны гистограммы средних значений относительной погрешности прогноза Δ по трем сериям тестовых выборок для параметров ФМВ, функции подвижности жидкости (ФП), функции Баклея — Лаверетта (ФБЛ), ОФП нефти (ОФП_н), ОФП воды (ОФП_в) и ОФП нефти и воды суммарно (ОФП_{н+в}) для кластера Т (а, в) и кластера К (б, г). Варианту 1 формирования выборок данных соответствуют гистограммы (а, б), а варианту 2 — (в, г).

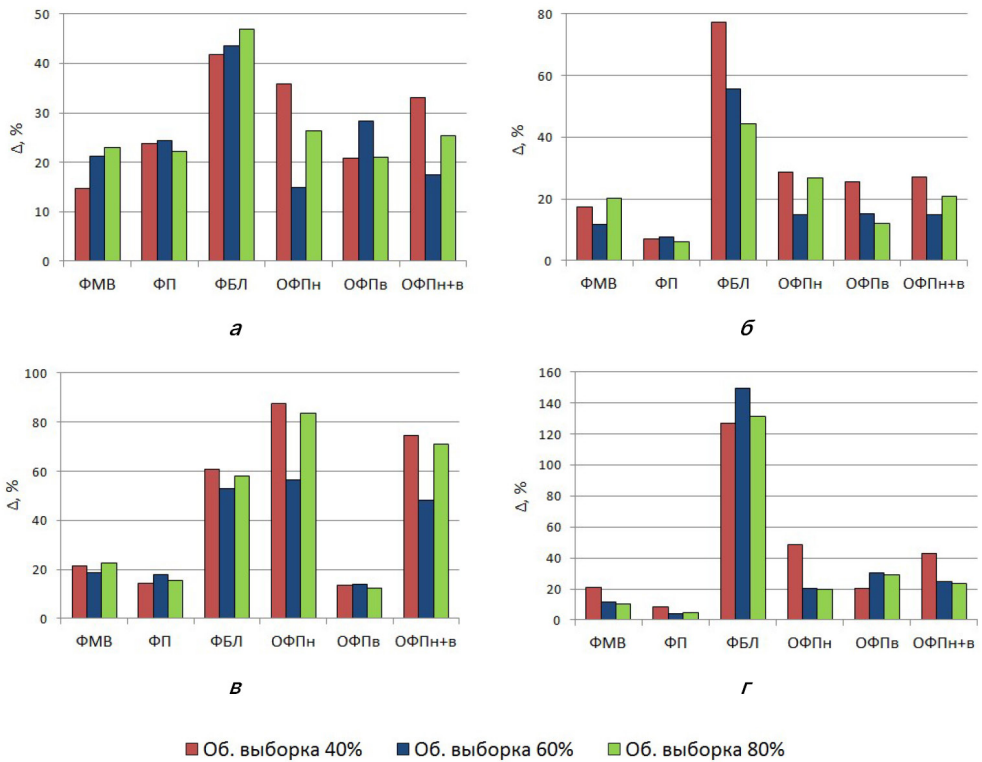


Рис. 2. Средние относительные погрешности определения целевых параметров для терригенных (а, в) и карбонатных (б, г) пород

Fig. 2. Average relative errors in determining the target parameters for terrigenous (a, в) and carbonate (б, г) rocks

Видно, что для обоих вариантов увеличение объема обучающей выборки от 40 до 80% приводит к уменьшению средней относительной погрешности подвижности жидкости, ОФП нефти и воды. При максимальном объеме данных в обучающей выборке средняя относительная погрешность определения ОФП в области совместной фильтрации для варианта 1 составляет 25,5 и 20,9% для терригенных и карбонатных пород соответственно, а для варианта 2 — 70,3 и 23,6%.

Заметим, что экспериментальное определение ОФП исследуемых образцов выполнено в лаборатории Тюменского нефтяного научного центра по одинаковой для всех

образцов методике. В том случае, если массив лабораторных данных содержит результаты экспериментов, проведенных на существенно отличающемся друг от друга керне, и/или результаты, полученные по разным методикам, точность определения ОФП с использованием эмпирической функции ФМВ будет заметно ниже.

На рис. 3 представлен пример сопоставления расчетных и фактических кривых ФП (а), ФБЛ (б) и ОФП (в) для одного из образцов, по которому средние относительные погрешности прогноза по этим функциям составляют соответственно 3,3, 28,7 и 24,8%. Видно, что расчетные данные на приемлемом уровне соотносятся с экспериментальными.

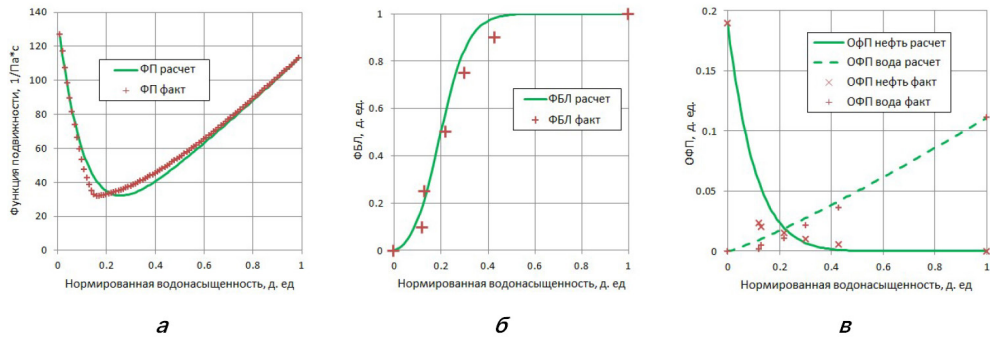


Рис. 3. Сопоставление расчетных и фактических кривых ФП (а), ФБЛ (б) и ОФП (в) для одного из исследуемых образцов

Fig. 3. Comparison of the calculated and actual curves of MP (а), FBL (б) and RPP (в) for one of considered samples

На рис. 4 представлено сопоставление расчетных и экспериментальных функций ОФП для терригенного (рис. 4а) и карбонатного (рис. 4б) образцов из исследуемой выборки, причем для вычисления ОФП использовались два типа зависимостей для параметров ФМВ: ОЗ по аналогии с работой [Степанов, Шабаров, 2021] и МЗ по аналогии с уравнениями (11)–(16). В таблице 2 представлены средние значения метрики MAPE по ОФП для исследуемых выборок образцов. Для обоих типов пород использование МЗ вместо ОЗ позволяет улучшить качество прогноза ОФП.

Таблица 2. Средние значения метрики MAPE по ОФП для исследуемых образцов

Table 2. Average values of the MAPE for RPP for considered samples

Кластер	Тип зависимости для параметров ФМВ	$\overline{\text{MAPE}} = \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left 1 - \frac{\text{ОФП}_{i \text{ расч}}}{\text{ОФП}_{i \text{ факт}}} \right \cdot 100\%$
Т	ОЗ	41,19
	МЗ	40,97
К	ОЗ	79,61
	МЗ	73,92

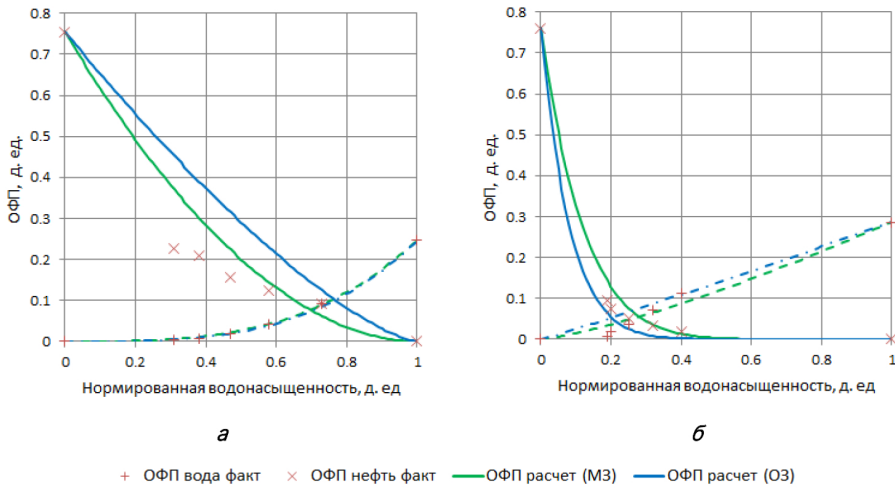


Рис. 4. Сопоставление экспериментальных и расчетных ОФП, полученных с использованием однопараметрических и многопараметрических зависимостей «ФМВ — ФЕС»

Fig. 4. Comparison of experimental and calculated RPP obtained using single-parameter and multi-parameter dependences of “IIF — FCP”

Исходя из особенностей получения лабораторных данных, можно предположить, что погрешность прогнозирования ОФП и связанных с ними ФП и ФБЛ может быть уменьшена за счет существенного увеличения объема обучающей выборки данных, а также исключения из наборов экспериментальных данных кажущихся непредставительными образцов. Влияние представительности данных на точность эмпирического метода получения ОФП предполагается в дальнейшем исследовать с использованием синтетических образцов керн, для которых свойства определяются по технологии «Цифровой керн», а апробацию модели проводить на выборке лабораторных данных по терригенным коллекторам с высокими ФЕС и гидрофильной смачиваемостью.

Выводы

1. По экспериментальным данным получены многопараметрические эмпирические зависимости для функции межфазного взаимодействия для терригенных и карбонатных групп образцов керн.
2. Использование многопараметрических зависимостей параметров функции межфазного взаимодействия обеспечивает качество прогнозирования относительных фазовых проницаемостей с погрешностью на уровне 30% для терригенных образцов и 22% для карбонатных.
3. Точность определения относительных фазовых проницаемостей с использованием предложенного метода зависит от объема обучающей выборки данных, качества лабораторных данных и их представительности.

4. Установлено, что увеличение объема обучающей выборки при формировании многопараметрических зависимостей для функции межфазного взаимодействия положительно влияет на точность прогнозирования функций относительных фазовых проницаемостей, однако изменение точности для терригенной и карбонатной породы разное. Увеличение обучающей выборки в два раза приводит к тому, что для терригенной породы средняя относительная погрешность определения относительной фазовой проницаемости уменьшается с 25,5 до 20,9%, а для карбонатной — с 70,3 до 23,6%.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Алтунин А. Е., Соколов С. В., Степанов С. В., Черемисин Н. А., Шабаров А. Б. 2013. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов // Нефтепромысловое дело. № 8. С. 40–46.
- Баскаков А. П., Берг Б. В., Витт О. К., Кузнецов Ю. В., Филипповский Н. Ф. 1991. Тепло-техника: учеб. для инж.-техн. спец. вузов. 2-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат. 224 с.
- Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. 1969. Теплопередача: учеб. для энерг. вузов и фак. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия. 439 с.
- Мальшаков А. В., Ефимов В. А. 1991. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород // Инженерно-физический журнал. Том 61. № 4. С. 635–640.
- Марков П. В. 2020. Новая технология решения обратных задач построения цифровых моделей ядра с применением стохастического моделирования и оптимизации роя частиц // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (26–29 октября 2020 г., виртуальная). Статья SPE-201944-RU.
- Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Ковалев А. Г. 1992. Физика нефтяного и газового пласта: учеб. по спец. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». М.: Недра. 269, [1] с.
- Орлов Д. М., Ръжов А. Е., Перунова Т. А. 2013. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования // Прикладная механика и техническая физика. № 5 (321). С. 119–128.
- Пряжников М. И., Минаков А. В., Пряжников А. И., Якимов А. С. 2022. Карта режимов течения вода-нефть в прямом микроканале // Письма в Журнал технической физики. Том 48. № 3. С. 6–9. <https://doi.org/10.21883/PJTF.2022.03.51973.19030>
- Саломатин Е. Н., Бородин Д. А., Шульга Р. С. 2021. Поточковые исследования слабосцементированного ядра методом центрифугирования // Каротажник. № 8 (314). С. 69–82.
- Степанов С. В., Шабаров А. Б. 2021. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 7. № 1 (25). С. 92–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111>
- Шабаров А. Б., Шаталов А. В. 2016. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое

моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 2. № 2. С. 50–72. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72>

- Brooks R. H., Corey A. T. 1964. Hydraulic properties of porous media // *Hydrology Papers*. No. 3.
- Burdine N. T. 1953. Relative permeability calculations from pore size distribution data // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 5. No. 3. Pp. 71–78. <https://doi.org/10.2118/225-G>
- Corey A. T. 1954. The interrelation between gas and oil relative permeabilities // *Producers Monthly*. Vol. 19. Pp. 38–41.
- Koroteev D., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Safonov S., Gurpinar O., Berg S., van Kruijsdijk C., Myers M., Hathon L., de Jong H., Armstrong R. 2013. Application of digital rock technology for chemical EOR screening // *SPE Enhanced Oil Recovery Conference* (2–4 July 2013, Kuala Lumpur, Malaysia). Paper SPE-165258-MS. <https://doi.org/10.2118/165258-MS>
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. 2015. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier. 852 p.
- Raeini A. Q., Yang J., Bondino I., Bultreys T., Blunt M. J., Bijeljic B. 2019. Validating the generalized pore network model using micro-CT images of two-phase flow // *Transport in Porous Media*. Vol. 130. No. 2. Pp. 405–424. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01317-8>
- Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov A. 2020. Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Mes-soyakhskoe oil field // *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (26–29 October 2020, virtual). Paper SPE-202013-MS. <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
- Zakirov T. R., Galeev A. A., Khramchenkov M. G. 2019. Haines jumps simulation in X-ray CT image of natural sandstone // *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1158. No. 4. Article 042042. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1158/4/042042>
- Zhao X., Feng Y., Liao G., Liu W. 2020. Visualizing *in-situ* emulsification in porous media during surfactant flooding: A microfluidic study // *Journal of Colloid and Interface Science*. Vol. 578. Pp. 629–640. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2020.06.019>

References

- Altunin, A. E., Sokolov, S. V., Stepanov, S. V., Cheremisin, N. A., & Shabarov, A. B. (2013). Calculation method of receiving relative phase permeability based on solution of Bernoulli generalized equations for a system of porous channels. *Oilfield Engineering*, (8), 40–46. [In Russian]
- Baskakov, A. P., Berg, B. V., Vitt, O. K., Kuznetsov, Yu. V., & Fillipovskii, N. F. (1991). *Heat engineering* (2nd ed.). Energoatomizdat. [In Russian]
- Isachenko, V. P., Osipova, V. A., & Sukomel, A. S. (1969). *Heat transfer* (2nd ed.). Energia. [In Russian]
- Malshakov, A. V., & Efimov, V. A. (1991). Permeability and percolation properties of porous space in sedimentary rocks. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 61(4), 635–640. [In Russian]
- Markov, P. V. (2020, October 26–29). *New technology for inverse problem solving of digital core model construction using stochastic modeling and particle swarm optimization* [Conference paper SPE-201944-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. <https://doi.org/10.2118/201944-MS>

- Mirzadzhanzade, A. H., Ametov, I. M., & Kovalev, A. G. (1992). *Physics of the oil and gas reservoir. Nedra*. [In Russian]
- Orlov, D. M., Ryzhov, A. E., & Perunova, T. A. (2013). Method for determining relative permeabilities from data on unsteady filtration by combined physical and computer modeling. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 54(5), 789–797. <https://doi.org/10.1134/S002189441305012X>
- Pryazhnikov, M. I., Minakov, A. V., Pryazhnikov, A. I., & Iakimov, A. S. (2022). Map of water-oil flow regimes in a direct microchannel. *Technical Physics Letters*, 48(2), 1–4. <https://doi.org/10.21883/TPL.2022.02.53572.19030>
- Salomatin, E. N., Borodin, D. A., & Shulga, R. S. (2021). Poorly consolidated core flow centrifugation experiments. *Karotazhnik*, 8(314), 69–82. [In Russian]
- Stepanov, S. V., & Shabarov, A. B. (2021). Towards the presence of regularities between the function of interfacial interaction and the filtration capacity properties. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(1), 92–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111> [In Russian]
- Shabarov, A. B., & Shatalov, A. V. (2016). Pressure drops in water-oil mixture flow in porous channels. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2(2), 50–72. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72> [In Russian]
- Brooks, R. H., & Corey, A. T. (1964). Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Papers*, (3).
- Burdine, N. T. (1953). Relative permeability calculations from pore size distribution data. *Journal of Petroleum Technology*, 5(3), 71–78. <https://doi.org/10.2118/225-G>
- Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19, 38–41.
- Koroteev, D., Dinariev, O., Evseev, N., Klemin, D., Safonov, S., Gurpinar, O., Berg, S., van Kruijsdijk, C., Myers, M., Hathon, L., de Jong, H., & Armstrong, R. (2013, July 2–4). *Application of digital rock technology for chemical EOR screening* [Conference paper SPE-165258-MS]. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/165258-MS>
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Elsevier.
- Raeini, A. Q., Yang, J., Bondino, I., Bultreys, T., Blunt, M. J., & Bijeljic, B. (2019). Validating the generalized pore network model using micro-CT images of two-phase flow. *Transport in Porous Media*, 130(2), 405–424. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01317-8>
- Yakimchuk, I., Evseev, N., Korobkov, D., Ridzel, O., Pletneva, V., Yaryshev, M., Ilyasov, I., Glushchenko, N., & Orlov, A. (2020, October 26–29). *Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Messoyakhskoe oil field* [Conference paper SPE-202013-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
- Zakirov, T. R., Galeev, A. A., & Khranchenkov, M. G. (2019). Haines jumps simulation in X-ray CT image of natural sandstone. *Journal of Physics: Conference Series*, 1158(4), Article 042042. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1158/4/042042>
- Zhao, X., Feng, Y., Liao, G., & Liu, W. (2020). Visualizing *in-situ* emulsification in porous media during surfactant flooding: A microfluidic study. *Journal of Colloid and Interface Science*, 578, 629–640. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2020.06.019>

Информация об авторах

Михаил Алексеевич Загоровский, аспирант кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; специалист, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Сергей Викторович Степанов, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Александр Борисович Шабаров, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
a.b.shabarov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5374-8704>

Information about the authors

Mikhail A. Zagorovskiy, Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Specialist, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Sergei V. Stepanov, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Alexandr B. Shabarov, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia
a.b.shabarov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5374-8704>