

## Обоснование граничных значений функций относительных фазовых проницаемостей системы «нефть — вода» с использованием эмпирических моделей

Михаил Алексеевич Загоровский<sup>1,2</sup>✉, Александр Борисович Шабаров<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

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

**Аннотация.** В работе представлены результаты поиска многопараметрических эмпирических зависимостей для определения граничных значений функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) системы «нефть — вода» — остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, фазовой проницаемости нефти при остаточной водонасыщенности и фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности. Исследование выполнено на основе лабораторных данных по четырем группам терригенных пород месторождений, разрабатываемых ПАО «НК „Роснефть“», которые различаются между собой по характерным признакам строения пустотного пространства и свойствам пластовых флюидов. Многопараметрические зависимости искались в виде произведения комбинации безразмерных влияющих параметров в собственных степенях. Проведен анализ чувствительности зависимостей к объему выборки данных. Полученные зависимости могут быть использованы для предварительной оценки граничных значений функций ОФП и могут уточняться по мере накопления экспериментальных данных. На основе эмпирических зависимостей и ранее разработанной модели фильтрации водонефтяной смеси в масштабе ядра реализован полностью расчетный метод определения ОФП, который может быть использован в условиях дефицита или отсутствия ядерного материала, в том числе для зон пласта, в которых не проводился отбор ядра.

**Ключевые слова:** относительная фазовая проницаемость, фильтрация, нефть, вода, лабораторное исследование ядра, эмпирическая зависимость

**Благодарности:** авторы выражают благодарность Алексею Анатольевичу Загоровскому, эксперту лаборатории потоковых исследований Центра исследований ядра Тюменского нефтяного научного центра, за предоставление экспериментальных данных и консультации.

**Цитирование:** Загоровский М. А., Шабаров А. Б. 2024. Обоснование граничных значений функций относительных фазовых проницаемостей системы «нефть — вода» с использованием эмпирических моделей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 3 (39). С. 117–134. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-117-134>

Поступила 28.06.2024; одобрена 20.08.2024; принята 02.10.2024

## Estimating of the boundary values of the relative phase permeability functions of the oil-water system by using empirical correlations

Mikhail A. Zagorovskiy<sup>1,2</sup>✉, Alexander B. Shabarov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

<sup>2</sup> University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru✉

**Abstract.** The article describes the results of a search for multiparametric empirical correlations to determine the boundary values of the functions of the relative phase permeability (RPP) of the oil-water system — residual water saturation, residual oil saturation, phase permeability of oil with residual water saturation and phase permeability of water with residual oil saturation. The study was carried out by using a laboratory data on four groups of terrigenous rocks of oil field developed by PJSC Rosneft Oil Company, which differ from each other in characteristic features of the structure of the pore-space and the properties of reservoir fluids. Multiparametric dependencies were searched in a form of a combination of dimensionless influencing parameters in proper degrees. An analysis of the sensitivity of dependencies to the volume of the data sample was carried out. The obtained correlations can be used for a preliminary assessment of the boundary values of the functions of the RPP and can be refined as experimental data accumulate. On the basis of empirical correlations and a previous model of filtration of an oil-water mixture at the core scale, a fully

calculated method for determining RPP has been implemented. Method can be used in conditions of shortage or absence of core material, including for reservoir zones in which core sampling has not been carried out.

**Keywords:** relative phase permeability, filtration, oil, water, laboratory core analysis, empirical correlation

**Acknowledgements:** the authors express their gratitude to Alexey A. Zagorovskiy, an expert of the filtration research laboratory at the Center for Core Research of Tyumen Petroleum Research Center, for providing experimental data and advice.

**Citation:** Zagorovskiy, M. A., & Shabarov, A. B. (2024). Estimating of the boundary values of the relative phase permeability functions of the oil-water system by using empirical correlations. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(3), 117–134. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-117-134>

Received Jun. 28, 2024; Reviewed Aug. 20, 2024; Accepted Oct. 2, 2024

## Введение

Получение информации об относительных фазовых проницаемостях (ОФП) и коэффициенте вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ) нефти водой, наряду с определением пористости и абсолютной проницаемости, необходимо для проектирования и моделирования разработки месторождений нефти, эксплуатируемых с применением заводнения.

Экспериментальное определение ОФП в области совместной фильтрации на керне, а также граничных значений ОФП осложнено длительностью и трудоемкостью лабораторного эксперимента. Например, для высокопроницаемой терригенной породы процесс определения ОФП в системе «нефть — вода» в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 39-235-89<sup>i</sup> может занимать порядка семи суток, а для низко проницаемой породы длительность одного эксперимента может достигать нескольких недель. Очевидно, что при отсутствии кондиционного кернового материала проведение физического эксперимента и получение достоверных данных по ОФП невозможно.

В подобной ситуации для предварительной оценки граничных значений ОФП могут использоваться эмпирические зависимости, получение и обоснование которых для различных типов горных пород является актуальной задачей. Под граничными значениями ОФП здесь и далее понимаются: остаточная водонасыщенность ( $S_{\text{wr}}$ ), остаточная нефтенасыщенность ( $S_{\text{ор}}$ ), а также значения фазовой проницаемости нефти при остаточной водонасыщенности ( $k_o(S_{\text{wr}})$ ) и фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности ( $k_w(S_{\text{ор}})$ ). Кроме того, при построении эмпирических моделей для оценки данных параметров могут учитываться различные показатели, характеризующие свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и условия протекания фильтрации.

<sup>i</sup> ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 36 с.

По результатам лабораторных исследований ядра принято строить стандартные однопараметрические зависимости вида  $S_{wr} = f(K_{perm})$ ,  $S_{or} = f(K_{perm})$ ,  $S_{or} = f(S_{wr})$ ,  $k_o(S_{wr}) = f(K_{perm})$  (где  $K_{perm}$  — абсолютная проницаемость), применительно к определенному продуктивному пласту или группе пластов [Иванов и др., 1974; Гильманов и др., 2010; Ахметов, 2012; Загоровский и др., 2015; Байков и др., 2018; El Sharawy, Gaafar, 2019; Беяков, 2021]. Например, С. В. Соколов [2010] приводит статистические зависимости между фильтрационными параметрами для одной из залежей пласта ЮВ<sub>1</sub>, причем он также отмечает, что переход от однопараметрического к двухпараметрическому виду корреляционной зависимости для расчета остаточной нефтенасыщенности позволил улучшить качество зависимости и увеличить значение коэффициента  $R^2$  с 0,14 до 0,82. В. П. Сонич и др. [1997] на основе обработки экспериментальных данных по группам пластов А, Б, Ю месторождений Западной Сибири получили обобщенные зависимости остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности и скорости вытеснения. А. А. Альвард и др. [2021] приводят аналитические зависимости для оценки коэффициента вытеснения нефти по пластам БС, БП, Ю в зависимости от коэффициентов пористости, абсолютной проницаемости и начальной нефтенасыщенности.

Помимо параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства горных пород, экспериментально установлено, что на граничные значения ОФП оказывают влияние некоторые свойства пластовых флюидов и параметры массопереноса. Согласно М. М. Элланскому и др. [1987], увеличение минерализации пластовой воды приводит к уменьшению остаточной водонасыщенности терригенных пород. Увеличение соотношения вязкостей нефти и воды приводит к увеличению остаточной нефтенасыщенности и уменьшению ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности [Nejad и др., 2011]. В других работах [Chatzis и др., 1988; Shen и др., 2006] показано, что увеличение капиллярного числа приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности, а также к увеличению фазовой проницаемости вытесняющей фазы. Кроме того, обобщались [Esmaili и др., 2019] результаты исследований влияния температуры как комплексного параметра системы «порода — флюиды» на величины граничных значений ОФП. Установлено, что для различных типов горных пород и систем флюидов увеличение температуры приводит к увеличению остаточной водонасыщенности и уменьшению остаточной нефтенасыщенности, но по-разному влияет на значения фазовых проницаемостей в концевых точках, приводя как к их увеличению, так и уменьшению.

В данной работе представлены многопараметрические эмпирические зависимости граничных значений ОФП системы «нефть — вода» от безразмерных параметров, полученные для четырех групп терригенных пород месторождений Западной и Восточной Сибири, разрабатываемых ПАО «НК „Роснефть“», которые различаются по характерным признакам строения пустотного пространства и свойствам пластовых флюидов. Полученные зависимости позволяют на основе цифровой модели ядра [Загоровский и др., 2024] реализовать расчетный метод вычисления ОФП, который может применяться для приближенной оценки относительных фазовых проницаемостей в условиях дефицита ядерного материала с помощью стандартных исследований ядра и без проведения фильтрационных исследований.

## Многопараметрические эмпирические зависимости для граничных значений ОФП

Для построения эмпирических моделей граничных значений ОФП был выполнен анализ и систематизация данных лабораторных экспериментов по определению ОФП методом стационарной фильтрации, проведенных в аттестованных лабораториях Центра исследований ядра Тюменского нефтяного научного центра в период с 2009 по 2023 г. Общий объем выборки составил 740 определений, из них 528 определений для терригенных коллекторов.

Использовались результаты лабораторных экспериментов, проведенных по одинаковому для всех образцов ядра методу и одинаковой методике проведения эксперимента. Такое условие позволило уже на начальном этапе анализа данных нивелировать погрешность определения граничных значений ОФП, вызываемую тем, что свойства одного и того же образца горной породы, определенные разными методами или одним методом, но по разным методикам проведения эксперимента, могут отличаться [Гильманов, 2020; Саломатин и др., 2021]. В том случае, если массив лабораторных данных содержит результаты экспериментов, полученные по разным методикам, точность определения граничных значений ОФП с использованием эмпирических моделей будет ниже.

Поиск аппроксимационных зависимостей выполнен применительно к четырем группам терригенных пород, которые различаются по характерным признакам строения пустотного пространства, свойствам пластовых флюидов, термобарическим условиям и обстановке осадконакопления. Группа 1 представлена консолидированными песчаниками месторождений легкой маловязкой нефти юга Западной Сибири, средне- и мелкозернистыми, однородными, с преимущественно мономинеральным минералогическим составом. Группа 2 представлена консолидированными мелкозернистыми неоднородными песчаниками и алевролитами месторождений нефти и газа севера Западной Сибири с неравномерной глинизацией и интенсивной карбонизацией. Группа 3 представлена слабо консолидированными алевролитистыми песчаниками месторождений высоковязкой нефти севера Западной Сибири с глинистой цементацией. Группа 4 представлена консолидированными разноминеральными песчаниками одного из месторождений нефти Восточной Сибири с высокой засоленностью порового пространства галитом, полиминеральным составом цемента и высокой гидрофобизацией внутривывальной поверхности коллектора. Суммарный объем исследуемой выборки данных составил 158 определений. В пределах каждой группы данных свойства образцов изменяются в широком диапазоне (табл. 1).

Многопараметрические зависимости искались в безразмерном виде и представляли собой произведение комбинации влияющих параметров в своих степенях (1). Переход от размерных величин к безразмерным осуществлен путем деления каждого параметра на его медианное значение в группе данных. Особенностью данного подхода, помимо использования безразмерного вида уравнения, является то, что если значения влияющих параметров стремятся к своим средним значениям по выборке данных, то и значение аппроксимируемой характеристики стремится к среднему значению.

Таблица 1. Характеристики исследуемых групп терригенных пород

Table 1. Characteristics of the studied groups of terrigenous rocks

Группа	1	2	3	4
Пласты	Ю <sub>1-3</sub>	АЧ <sub>1-5'</sub> , АС <sub>5, 7, 10'</sub> БС <sub>6-8</sub>	ПК <sub>1-4</sub>	Вч
Количество определений	63	52	21	22
<b>Фильтрационно-емкостные свойства</b>				
$K_{por}$ , д. ед.	$\frac{0,11...0,245}{0,177}$	$\frac{0,145...0,243}{0,2}$	$\frac{0,266...0,392}{0,349}$	$\frac{0,095...0,246}{0,171}$
$K_{perm}$ , мД	$\frac{1,21...802}{20,4}$	$\frac{0,23...1\ 390}{54,9}$	$\frac{20,2...1\ 962}{615}$	$\frac{7,6...8\ 135}{597}$
$S_{wr}$ , д. ед.	$\frac{0,156...0,535}{0,301}$	$\frac{0,135...0,582}{0,303}$	$\frac{0,074...0,502}{0,283}$	$\frac{0,054...0,579}{0,157}$
$S_{or}$ , д. ед.	$\frac{0,199...0,461}{0,327}$	$\frac{0,281...0,455}{0,355}$	$\frac{0,25...0,475}{0,38}$	$\frac{0,301...0,596}{0,421}$
$k_o(S_{wr})$ , мД	$\frac{0,231...557}{14,36}$	$\frac{0,003...926,2}{36,8}$	$\frac{2,57...940,1}{152}$	$\frac{0,25...3\ 749}{317,8}$
$k_w(S_{or})$ , мД	$\frac{0,005...118,5}{0,587}$	$\frac{0,0003...96,4}{1,013}$	$\frac{0,006...64,37}{4,862}$	$\frac{0,048...1\ 703}{99,3}$
<b>Свойства флюидов</b>				
$C$ , г/л	$\frac{10...80}{29}$	$\frac{18...30}{24}$	$\frac{9...23}{9}$	$\frac{26,3...400}{26,3}$
$\mu_{wr}$ , сП	$\frac{0,29...0,37}{0,35}$	$\frac{0,3...0,49}{0,38}$	$\frac{0,27...1}{0,6}$	$\frac{1,9...4,1}{2,3}$
$\mu_o$ , сП	$\frac{0,41...4,98}{3,8}$	$\frac{0,961...7,64}{2,8}$	$\frac{4,45...143}{31,9}$	$\frac{3,4...4,25}{4,15}$
<b>Пластовые термобарические условия</b>				
$P_{пл}$ , МПа	$\frac{7...62,5}{36}$	$\frac{28...43}{34}$	$\frac{18...21}{20,4}$	$\frac{24...29}{29}$
$T_{пл}$ , °С	$\frac{79...97}{87,5}$	$\frac{59...99}{79}$	$\frac{20...120}{50}$	$\frac{12...20}{12}$
Глубина залегания, м	$\frac{2\ 443...3\ 048}{2\ 740}$	$\frac{1\ 846...2\ 898}{2\ 335}$	$\frac{793...1\ 176}{865}$	$\frac{1\ 593...2\ 258}{1\ 724}$

**Примечание.** В числителе приведен диапазон изменения параметра, в знаменателе — его среднее значение.

**Note.** The numerator shows the range of variation of the parameter, the denominator shows its average value.

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

где  $Y$  — аппроксимируемая характеристика;  $Y_{med.}$  — медианное значение характеристики  $Y$  в группе данных;  $X_i$  — влияющие параметры;  $X_{i.med.}$  — медианные значения влияющих параметров  $X_i$  в группе данных;  $N$  — количество влияющих параметров.

Оптимизационная задача по поиску степеней  $m_i$ , обеспечивающих минимум невязки между расчетными и экспериментальными значениями характеристики  $Y$ , решалась с помощью генетического алгоритма. Оценка качества полученных зависимостей проводилась на основе корректной сходимости расчетных и фактических данных, а также числовой метрики  $MAPE_{avg}$  (2):

$$MAPE_{avg} = \frac{1}{N_Y} \sum_{j=1}^{N_Y} \left| \frac{Y_{exp} - Y_{calc}}{Y_{exp}} \right| \cdot 100\%, \quad (2)$$

где  $N_Y$  — количество экспериментальных значений  $Y$  в группе данных;  $Y_{exp}$  и  $Y_{calc}$  — экспериментальное и расчетное значение  $Y$  соответственно.

В качестве влияющих параметров  $X_i$  в (1) рассматривались стандартные петрофизические свойства керна, свойства пластовой нефти и воды, капиллярное число, температура и ряд других параметров. Набор влияющих параметров, представленный в табл. 2, определялся для каждого граничного параметра ОФП, исходя из общих физических соображений, наличия экспериментальных исследований других авторов и прослеживаемых однопараметрических взаимосвязей. Кроме того, при поиске аппроксимационных уравнений учитывалось наличие известных корреляционных связей, например между остаточной водонасыщенностью и абсолютной проницаемостью, остаточной нефтенасыщенностью и остаточной водонасыщенностью, фазовой проницаемостью и абсолютной проницаемостью (рис. 1).

С учетом вышеописанных аспектов для групп коллекторов 1–4 по экспериментальным данным получены следующие многопараметрические уравнения для оценки остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой, фазовой проницаемости нефти при остаточной водонасыщенности, фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности:

$$\bar{S}_{wr} = (\bar{K}_{perm})^{m_1} \cdot (\bar{C})^{m_2} \cdot (\bar{T})^{m_3}, \quad (3)$$

$$\bar{S}_{or} = (\bar{K}_{perm})^{m_1} \cdot (\bar{E}_{inv})^{m_4} \cdot (\bar{T})^{m_3} \cdot (\bar{S}_{wr})^{m_8} \cdot (\bar{Ca})^{m_9}, \quad (4)$$

$$\bar{k}_o(\bar{S}_{wr}) = (\bar{K}_{perm})^{m_1} \cdot (\bar{S}_{wr})^{m_8} \cdot (\bar{\mu})^{m_5} \cdot (\bar{T})^{m_3}, \quad (5)$$

$$\bar{k}_w(\bar{S}_{or}) = (\bar{K}_{perm})^{m_1} \cdot (\bar{\mu})^{m_5} \cdot (\bar{KS}_1)^{m_6} \cdot (\bar{KF})^{m_7} \cdot (\bar{T})^{m_3} \cdot (\bar{Ca})^{m_9}, \quad (6)$$

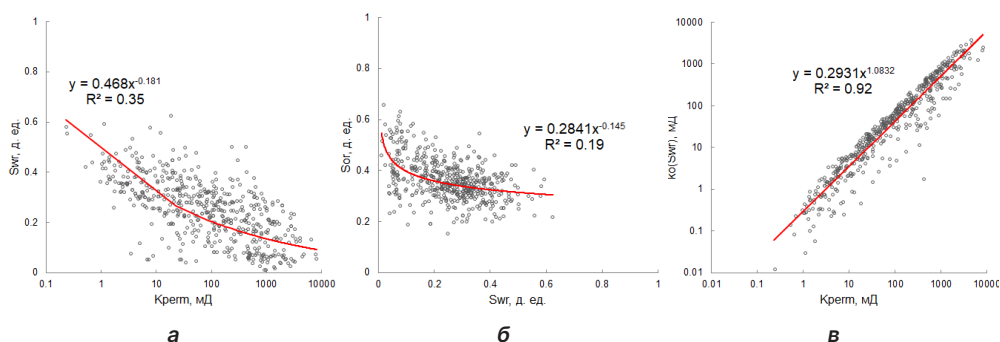
где значения степеней  $m_1$ – $m_9$ , представлены в табл. 3. Медианные значения граничных значений ОФП и влияющих параметров, необходимые для расчета комплексов  $\bar{X}$ ,  $\bar{Y}$ , приведены в табл. 4.



**Таблица 2.** Набор влияющих параметров для аппроксимации граничных значений ОФП

**Table 2.** A set of influencing parameters for approximating the boundary values of the RPP functions

Параметр	Обозначение/формула	Единицы измерения
Абсолютная проницаемость	$K_{perm}$	мД
Минерализация пластовой воды	$C$	г/л
Температура	$T$	°С
Соотношение динамических вязкостей воды и нефти	$\mu = \frac{\mu_w}{\mu_o}$	—
Параметр инверсии водонефтяной эмульсии по модели Браунера — Ульмана	$E_{inv} = \frac{\left(\frac{\rho_w}{\rho_o}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0,4}}{1 + \left(\frac{\rho_w}{\rho_o}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0,4}}$ <p>(здесь <math>\rho_w, \rho_o</math> — плотности воды и нефти соответственно)</p>	—
Капиллярное число	$Ca = \frac{\mu_w v}{\sigma}$ <p>(здесь <math>v</math> — скорость фильтрации, <math>\sigma</math> — межфазное натяжение)</p>	—
Параметр, характеризующий отношение объемов, занятых остаточной фазой	$KS_1 = \frac{S_{wr}}{S_{or}}$	—
Параметр, характеризующий смачиваемость породы	$KF = \frac{k_o(S_{wr})}{k_w(S_{or})}$	—



**Рис. 1.** Зависимости для выборки терригенных коллекторов без кластеризации вида: а —  $S_{wr} = f(K_{perm})$ ; б —  $S_{or} = f(S_{wr})$ ; в —  $k_o(S_{wr}) = f(K_{perm})$

**Fig. 1.** Dependencies for terrigenous reservoirs without clustering: а —  $S_{wr} = f(K_{perm})$ ; б —  $S_{or} = f(S_{wr})$ ; в —  $k_o(S_{wr}) = f(K_{perm})$



**Таблица 3.** Значения степеней  $m_i$  зависимостей (3)–(6)

**Table 3.** The values of the degrees of  $m_i$  in dependencies (3)–(6)

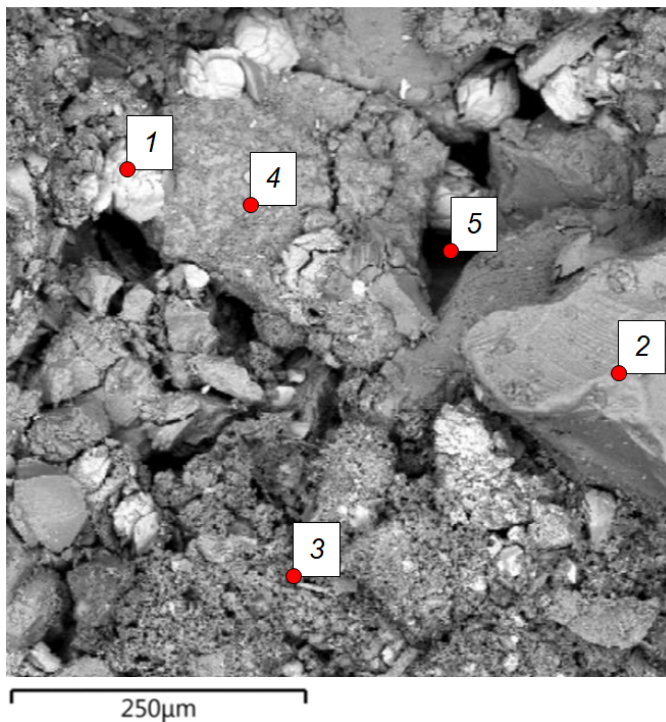
Характеристика	Группа пород	Параметр								
		Степень влияния								
		$\frac{K_{perm}}{m_1}$	$\frac{C}{m_2}$	$\frac{T}{m_3}$	$\frac{E_{inv}}{m_4}$	$\frac{\mu}{m_5}$	$\frac{KS_1}{m_6}$	$\frac{KF}{m_7}$	$\frac{S_{wr}}{m_8}$	$\frac{Ca}{m_9}$
$S_{wr}$	1	-0,090	-0,070	0,720	—	—	—	—	—	—
	2	-0,290	-0,230	0,330	—	—	—	—	—	—
	3	-0,227	-0,570	0,014	—	—	—	—	—	—
	4	-0,257	-0,215	1,220	—	—	—	—	—	—
$S_{or}$	1	-0,050	—	-0,450	0,09	—	—	—	-0,200	-0,070
	2	-0,050	—	-0,450	0,09	—	—	—	-0,200	
	3	-0,560	—	-1,230	2,80	—	—	—	-1,200	
	4	-0,049	—	-0,450	0,09	—	—	—	-0,196	
$k_o(S_{wr})$	1	0,990	—	4,460	—	-0,65	—	—	-0,710	—
	2	0,990	—	0,472	—	-0,04	—	—	-0,090	
	3	1,340	—	0,180	—	-0,18	—	—	-0,140	
	4	1,127	—	0,262	—	-0,03	—	—	-0,228	
$k_w(S_{or})$	1	0,990	—	3,360	—	-0,66	-0,20	-1,04	—	0,325
	2	1,200	—	0,680	—	-0,01	-0,07	-0,84	—	
	3	1,750	—	0,012	—	-0,01	-0,07	-0,26	—	
	4	1,142	—	0,502	—	-0,02	-0,13	-1,06	—	

**Таблица 4.** Медианные значения граничных значений ОФП и влияющих параметров

**Table 4.** The median values of the boundary values of the RPP and the influencing parameters

Параметр	Группа пород			
	1	2	3	4
$S_{wr med.}$	0,301	0,303	0,283	0,157
$S_{or med.}$	0,327	0,356	0,38	0,422
$k_o(S_{wr}) med.$	14,36	36,79	152	317,75
$k_w(S_{or}) med.$	0,587	1,013	4,862	99,325
$K_{perm med.}$	20,4	54,9	615	596,5
$C med.$	29	24	9	26,3
$T med.$	87,5	79	50	12
$E_{inv. med.}$	0,293	0,337	0,171	0,47
$\mu med.$	0,094	0,155	0,018	0,554
$KS_1 med.$	0,909	0,863	0,767	0,352
$KF med.$	27,2	33,9	28,25	3,153
$Ca med.$	$2,08 \cdot 10^{-5}$			

Полученные зависимости имеют ряд особенностей. Во-первых, применительно к заданному параметру ОФП для разных групп пород сохраняется характер влияния управляющих параметров (знаки степеней), но при этом различаются степени влияния данных параметров. Например, на фазовую проницаемость нефти при остаточной водонасыщенности приблизительно в равной степени для всех групп пород влияет абсолютная проницаемость, и в разной степени влияет температура. Аналогичная картина имеет место и для фазовой проницаемости воды. Такое поведение во многом определяется особенностями строения горной породы на микроуровне. Так, по данным минералогического и рентгено-структурного анализа, породы группы 3 содержат до 19% глинистых минералов, таких как каолинит и монтмориллонит (рис. 2), расширение которых при увеличении температуры закачиваемой воды может приводить к изменению структуры порового пространства и уменьшению эффективного сечения поровых каналов. Это, в свою очередь, негативно сказывается на проницаемости, поэтому степень влияния температуры на фазовую проницаемость выше для пород с меньшим содержанием глин и карбонатной цементацией, например из группы 2.

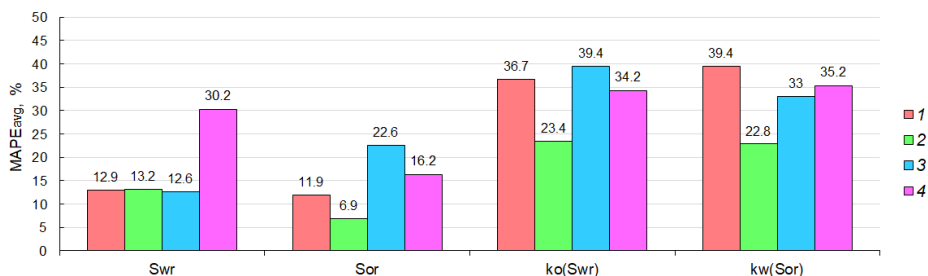


**Рис. 2.** Снимок зерен породы и межзерновых пустот в песчанике пласта ПК<sub>4</sub>, полученный на сканирующем электронном микроскопе. На снимке: 1 — сидерит, 2 — кварц, 3 — каолинит, 4 — калиевый полевой шпат, 5 — поровое пространство

**Fig. 2.** An image of rock grains and intergranular voids in the sandstone of the PK<sub>4</sub> formation obtained using a scanning electron microscope. In the picture: 1 — siderite, 2 — quartz, 3 — kaolinite, 4 — potassium feldspar, 5 — pore space

Другая особенность заключается в том, что аппроксимационная зависимость для расчета фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности содержит в качестве управляющего параметра параметр  $KF$ , равный отношению граничных значений ОФП нефти и воды. Таким образом, уравнение (6), являясь функцией нескольких переменных, принимает неявный вид:  $f(x_1, x_3, x_5, x_6, x_9, y) = 0$ . Целесообразность введения данного параметра обусловлена существенным влиянием смачиваемости на фазовую проницаемость вытесняющей фазы. Учет влияния смачиваемости позволил уменьшить погрешность прогноза граничного значения ОФП воды более чем на 30% в относительных величинах. Для определения значения  $k_w(S_{or})$  уравнение (6) может быть решено численно.

На рис. 3 представлено распределение значений метрики  $MARE_{avg}$ , характеризующей погрешность расчета граничных параметров ОФП по полученным зависимостям, для исследуемых групп пород. Наименьшая погрешность аппроксимации достигается для емкостных характеристик — остаточной водо- и нефтенасыщенности, что позволяет использовать данные параметры в качестве управляющих при аппроксимации фильтрационных характеристик. По данным групп терригенных пород 1–4, средняя относительная погрешность аппроксимации остаточной водонасыщенности составляет 13,1%, остаточной нефтенасыщенности — 14,1%, фазовой проницаемости нефти — 35,4%, фазовой проницаемости воды — 34,1%.



**Рис. 3.** Значения средней относительной погрешности расчета граничных значений ОФП системы «нефть — вода» по полученным эмпирическим зависимостям: 1 — группа пород № 1; 2 — группа пород № 2; 3 — группа пород № 3; 4 — группа пород № 4

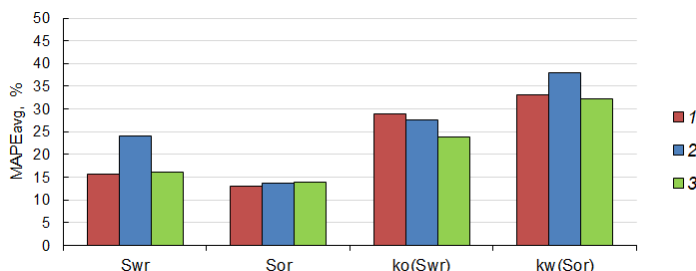
**Fig. 3.** The values of the average relative error in calculating the boundary values of the RPP of the oil-water system according to the empirical correlations: 1 — rock group No. 1; 2 — rock group No. 2; 3 — rock group No. 3; 4 — rock group No. 4

Учитывая особенности получения экспериментальных данных, можно предположить, что погрешность прогнозирования граничных значений ОФП может быть уменьшена за счет исключения из рассмотрения непредставительных данных, а также уточнения эмпирических моделей по мере накопления результатов фильтрационных исследований при различных капиллярных числах.

Для оценки устойчивости найденных закономерностей было проведено исследование влияния объема выборки данных, по которой строились многопараметрические

зависимости, на вид зависимостей и погрешность прогнозирования граничных параметров ОФП. Исследование проводилось применительно к группе пород № 1. Объем обучающей выборки составлял 80, 60 и 40% всего объема данных, объем тестовой выборки составлял соответственно 20, 40 и 60% данных. Выборки формировались путем последовательного исключения из рассмотрения 20% случайно выбранных данных из изначального объема данных.

В результате исследования было установлено, что объемы выборок данных для построения зависимостей слабо влияют на качество аппроксимации (рис. 4). Вид зависимостей и характер влияния управляющих параметров также остался неизменным, при этом для части параметров степени влияния претерпели незначительные изменения. Например, степень влияния температуры на остаточную нефтенасыщенность при уменьшении объема обучающей выборки с 80 до 40% изменилась с  $-0,314$  до  $-0,293$  (на 6,6%).



**Рис. 4.** Гистограмма средних относительных погрешностей определения параметров ОФП тестовых выборок данных для трех объемов обучающих выборок данных: 1 — 40%; 2 — 60%; 3 — 80%

**Fig. 4.** A histogram of the average relative errors in determining the parameters of the RPP test data samples for three volumes of training data samples: 1 — 40%; 2 — 60%; 3 — 80%

## Расчетный метод определения функций ОФП

Полученные многопараметрические зависимости (3)–(6) позволяют на основе расчетно-экспериментального метода получения ОФП [Загоровский и др., 2024] реализовать полностью расчетный метод определения ОФП в системе «нефть — вода». Детально исходная физико-математическая модель и принятые допущения описаны А. Е. Алтуниным и др. [2013], М. А. Загоровским и др. [2024]. Здесь же отметим, что данная модель состоит из геометрической модели капиллярного кластера как совокупности пересекающихся поровых каналов и гидравлической модели течения водонефтяной смеси. Расчетный метод состоит из следующих этапов:

- 1) подготовки лабораторных данных о свойствах пластовых флюидов (плотность, вязкость, межфазное натяжение, минерализация пластовой воды) и свойствах породы (коэффициент пористости, абсолютная проницаемость);
- 2) расчета граничных значений ОФП —  $S_{wr}$ ,  $S_{or}$ ,  $k_o(S_{wr})$ ,  $k_w(S_{or})$  по эмпирическим зависимостям (3)–(6);

- 3) расчета геометрических и гидравлических параметров капиллярного кластера, определения параметров функции межфазного взаимодействия [Загоровский и др., 2024];
- 4) вычисления ОФП нефти  $f_{oj}$  и воды  $f_{wj}$  по формулам (7), (8) [Загоровский и др., 2024].

$$f_{oj}(S_j) = \frac{\pi D^4}{128K_{perm}F_c K_{izv.B}} \cdot \frac{(1 - \Phi MB_j)}{K_{Bj} \left( 1 + \mu \left( \frac{S_{Bwj}}{1 - S_{Bwj}} \right) \right)}, \quad (7)$$

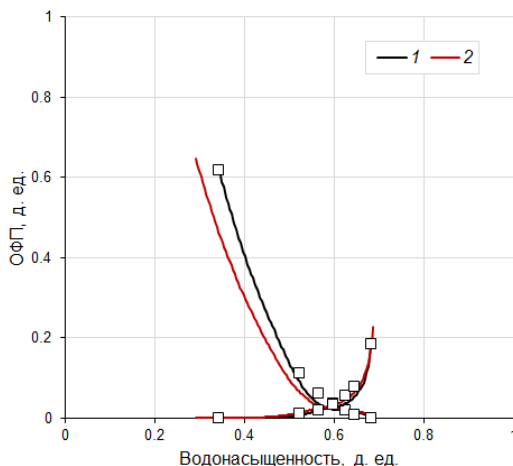
$$f_{wj}(S_j) = \frac{\pi}{128K_{perm}F_c} \cdot \left( \frac{D^4(1 - \Phi MB_j)}{K_{izv.B}K_{Bj} \left( 1 + \frac{1}{\mu} \left( \frac{1 - S_{Bwj}}{S_{Bwj}} \right) \right)} + \frac{\beta d^4}{K_S K_{izv.S}} \right), \quad (8)$$

где  $\beta$  — количество малых каналов в кластере;  $D, d$  — средние диаметры больших и малых каналов в кластере;  $K_{izv.B}, K_{izv.S}$  — коэффициенты извилистости каналов;  $F_c$  — площадь сечения кластера;  $K_{Bj}, K_S$  — безразмерные коэффициенты местных потерь давления в больших и малых каналах;  $S_{Bwj}$  — объемная доля воды в водонефтяной смеси, движущейся в большом канале кластера;  $S_j$  — нормированная водонасыщенность.

Применительно к данному методу вычисления ОФП исходная информация о граничных значениях ОФП необходима не только для расчета геометрических и гидравлических параметров капиллярного кластера, но и для определения параметров функции межфазного взаимодействия (ФМВ) по аппроксимационным зависимостям от ФЕС, свойств флюидов и параметров кластера. При этом ФМВ, являясь функцией водонасыщенности, характеризует величину потерь давления из-за межфазного взаимодействия и определяет вид функций ОФП в области двухфазной фильтрации, начиная от остаточной водонасыщенности и заканчивая максимальной водонасыщенностью, соответствующей остаточной нефтенасыщенности. Это означает, что погрешность расчета граничных значений ОФП по эмпирическим зависимостям будет отражаться в том числе на точности расчета ОФП в области совместной фильтрации.

На рис. 5 приведено сопоставление расчетных и экспериментальных ОФП для терригенной породы пласта Ю<sub>2</sub> одного из месторождений Западной Сибири. Точки на графике соответствуют экспериментальным определениям, линия 1 — результатам вычисления ОФП по расчетно-экспериментальному методу [Загоровский и др., 2024], линия 2 — результатам вычисления ОФП по полностью расчетному методу. В обоих случаях для определения ФМВ использовались полученные ранее многопараметрические зависимости от свойств флюидов и ФЕС, включая отношения остаточных насыщенныхностей фаз и отношение фазовых проницаемостей в концевых точках [Загоровский и др., 2024]. Как видно, имеет место приемлемое соответствие результатов

расчета ОФП экспериментальным данным, при этом закономерным является то, что результаты расчета, полученные при наличии данных о конечных точках (линия 1), демонстрируют более высокий уровень сходимости с экспериментальными данными, чем результаты вычисления ОФП по полностью расчетному методу (линия 2), в особенности для нефти.



**Рис. 5.** Сопоставление расчетных и экспериментальных ОФП в системе «нефть — вода»: 1 — расчетно-экспериментальный метод, 2 — расчетный метод

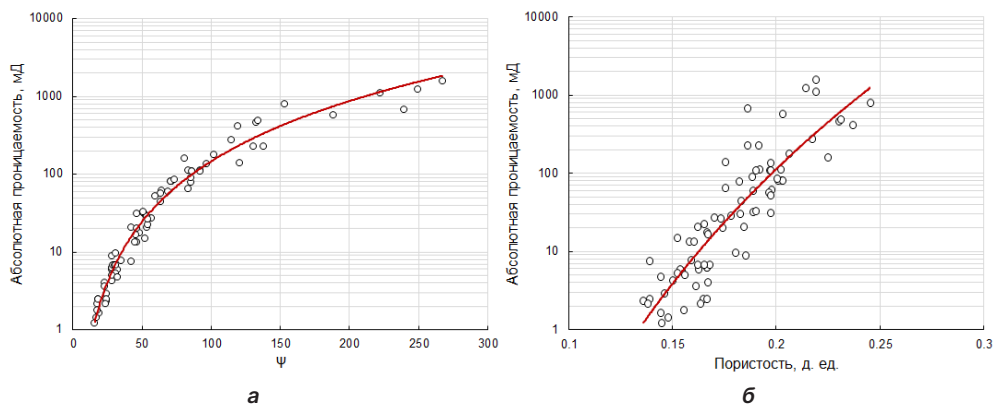
**Fig. 5.** Comparison of calculated and experimental RPP functions in the oil-water system: 1 — computational and experimental method, 2 — computational method

Расчетный метод может быть использован для приближенной оценки функций ОФП, в том числе для зон пласта, в которых не проводился отбор керна, но известно распределение пористости по данным геофизических исследований скважин. Необходимые при этом данные по проницаемости могут быть получены по зависимостям типа «пористость — проницаемость» или зависимостям вида:

$$K_{perm} = a\Psi^b, \quad (9)$$

где  $\Psi = \sqrt{K_{perm}} \left( \frac{K_{por}}{1 - K_{por}} \right)^{-1,5}$ ;  $K_{por}$  — пористость;  $a, b$  — коэффициенты, определяемые при калибровке модели на результаты экспериментальных определений абсолютной проницаемости.

На рис. 6 представлены примеры зависимостей типа  $K_{perm} = f(\Psi)$  (рис. 6а) и  $K_{perm} = f(K_{por})$  (рис. 6б) для терригенных пород пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub> исследуемой группы пород № 1. Видно, что зависимость вида (9) имеет более высокий коэффициент детерминации, чем зависимость «пористость — проницаемость», и позволяет рассчитывать проницаемость с меньшей погрешностью. Параметры  $a$  и  $b$  зависимости (9) для данной группы пород соответственно равны 0,001 и 2,574.



**Рис. 6.** Зависимости для терригенных пород пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>: а —  $K_{perm} = f(\psi)$ ,  $R^2 = 0,97$ ; б —  $K_{perm} = f(K_{por})$ ,  $R^2 = 0,78$

**Fig. 6.** Dependencies for terrigenous rocks of the Yu<sub>2</sub>-Yu<sub>4</sub> formations: а —  $K_{perm} = f(\psi)$ ,  $R^2 = 0.97$ ; б —  $K_{perm} = f(K_{por})$ ,  $R^2 = 0.78$

## Выводы

1. По результатам лабораторных исследований получены многопараметрические эмпирические зависимости граничных значений относительных фазовых проницаемостей системы «нефть — вода» от безразмерных параметров для четырех групп терригенных коллекторов, которые различаются по характерным признакам строения пустотного пространства и свойствам пластовых флюидов.
2. Разработанные модели характеризуются удовлетворительной погрешностью аппроксимации. Они могут использоваться для предварительной оценки граничных значений ОФП, но также должны уточняться по мере накопления экспериментальных данных, в особенности фильтрационных исследований при различных капиллярных числах.
3. На основе полученных эмпирических зависимостей и ранее разработанной цифровой модели ядра реализован расчетный метод определения ОФП, который может быть использован в условиях дефицита или отсутствия ядерного материала, в том числе для зон пласта, в которых не проводился отбор ядра.

## 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.
- Альвард А. А., Биглов А. Ш., Салихов М. Р. 2021. Обоснование коэффициентов вытеснения нефти водой с использованием статистических моделей в условиях нефтяных месторождений АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. № 12. С. 56–59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-56-59>



- Ахметов Р. Т. 2012. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 12. С. 39–42.
- Байков В. А., Жонин А. В., Коновалова С. И., Мартынова Ю. В., Михайлов С. П., Рыкус М. В. 2018. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора // Территория «Нефтегаз». № 11. С. 34–38.
- Беляков Е. О. 2021. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). М., Ижевск: Институт компьютерных исследований. 288 с.
- Гильманов Я. И. 2020. Опыт ООО «ТННЦ» в определении пористости образцов керна // Нефтепромысловое дело. № 9 (621). С. 35–41. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-35-41](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41)
- Гильманов Я. И., Загоровский А. А., Комисаренко А. С., Фадеев А. М., Лазеев А. Н., Гордеев Я. И. 2010. Специальные исследования керна пласта-коллектора Вч Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 66–71.
- Загоровский А. А., Виноградов И. А., Комисаренко А. С. 2015. Обобщение опыта и результатов специальных исследований керна терригенного пласта Верхнечонского месторождения Восточно-Сибирского нефтегазоносного региона // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 16–21.
- Загоровский М. А., Шабаров А. Б., Степанов С. В. 2024. Кластерная капиллярная модель керна для вычисления относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды // Математическое моделирование. Том 36. № 1. С. 85–104. <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>
- Иванов В. А., Храмова В. Г., Дияров Д. О. 1974. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 96 с.
- Саломатин Е. Н., Бородин Д. А., Шульга Р. С. 2021. Поточковые исследования слабосцементированного керна методом центрифугирования // Каротажник. № 8 (314). С. 69–82.
- Соколов С. В. 2010. Обоснование коэффициента вытеснения нефти водой при проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 51–53.
- Сонич В. П., Барков С. Л., Печеркин М. Ф., Малышев Г. А. 1997. Новые данные изучения полноты вытеснения нефти водой. М.: ВНИИОЭНГ. 32 с.
- Элланский М. М., Рынская Г. О., Дмитриева Т. А., Богданович А. Н. 1987. Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность глинистых терригенных пород. М.: Институт нефти и газа им. И. М. Губкина. 18 с.
- Chatzis I., Kuntamukkula M. S., Morrow N. R. 1988. Effect of capillary number on the microstructure of residual oil in strongly water-wet sandstones // SPE Reservoir Engineering. Vol. 3. No. 3. Pp. 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>
- El Sharawy M. S., Gaafar G. R. 2019. Impacts of petrophysical properties of sandstone reservoirs on their irreducible water saturation: Implication and prediction // Journal of African Earth Sciences. Vol. 156. Pp. 118–132. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.04.016>
- Esmaili S., Sarma H., Harding T., Maini B. 2019. Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs // Fuel. Vol. 237. Pp. 91–116. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.100>

- Nejad K. S., Berg E. A., Ringen J. K. 2011. Effect of oil viscosity on water/oil relative permeability // International Symposium of the Society of Core Analysts (18–21 September 2011, Austin, Texas, USA). Paper SCA 2011-12.
- Shen P., Zhu B., Li X.-B., Wu Y.-S. 2006. The influence of interfacial tension on water/oil two-phase relative permeability // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery (22–26 April 2006, Tulsa, Oklahoma, USA). Paper SPE-95405-MS. <https://doi.org/10.2118/95405-MS>

## 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]
- Alward, A. A., Biglov, A. Sh., & Salikhov, M. R. (2021). Estimating the oil displacement coefficient by using statistical models in the conditions of Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC oil fields. *Oil Industry*, (12), 56–59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-12-56-59> [In Russian]
- Akhmetov, R. T. (2012). Residual amount of oil saturation within the limits of a dumb-bell model of rock voids. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (12), 39–42. [In Russian]
- Baikov, V. A., Zhonin, A. V., Konovalova, S. I., Martynova, Yu. V., Mikhailov, S. P., & Rykus, M. V. (2018). Petrophysical modeling of complex terrigenous reservoirs. *Territory “Neftegaz”*, (11), 34–38. [In Russian]
- Belyakov, E. O. (2021). *Petrophysical Modeling of Filtration and Capacitance Properties of Oil-Bearing Reservoirs in the Concept of Pore Space Connectivity (Using the Example of Traditional Terrigenous Reservoirs in Western Siberia)*. Institute of Computer Research. [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I. (2020). Experience of LLC “Tyumen Petroleum Research Center” (LLC “TPRC”) in determining the porosity of core samples. *Oilfield Engineering*, (9), 35–41. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-35-41](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41) [In Russian]
- Gilmanov, Ya. I., Zagorovsky, A. A., Komisarenko, A. S., Fadeev, A. M., Lazeev, A. N., & Gordeev, Ya. I. (2010). Special core analysis of Vc reservoir, Verkhnechonskoye field. *Oil Industry*, (11), 66–71. [In Russian]
- Zagorovskiy, A. A., Vinogradov, I. A., & Komisarenko, A. S. (2015). Generalization of experience and results in special core research of Verkhnechonskoye oil field terrigenous formation in Eastern-Siberian petroleum-bearing region. *Oil Industry*, (11), 16–21. [In Russian]
- Zagorovskiy, M. A., Shabarov, A. B., & Stepanov, S. V. (2024). Cluster capillary core model for calculation of relative phase permeability for oil and water filtration. *Matematicheskoe modelirovanie*, 36(1), 85–104. <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06> [In Russian]
- Ivanov, V. A., Khramova, V. G., & Diyarov, D. O. (1974). *The Structure of the Pore Space of Oil and Gas Reservoirs*. Nedra. [In Russian]
- Salomatin, E. N., Borodin, D. A., & Shulga, R. S. (2021). Poorly consolidated core flow centrifugation experiments. *Karotazhnik*, (8), 69–82. [In Russian]
- Sokolov, S. V. (2010). Substantiation of water-oil displacement factor in designing field development. *Oil Industry*, (11), 51–53. [In Russian]
- Sonich, V. P., Barkov, S. L., Pecherkin, M. F., & Malyshev, G. A. (1997). *New Data on the Study of the Completeness of Oil Displacement by Water*. VNIIOENG. [In Russian]

- Ellansky, M. M., Rynskaya, G. O., Dmitrieva, T. A., & Bogdanovich, A. N. (1987). *The Effect of Mineralization of Reservoir Water on the Residual Water Saturation of Clayey Terrigenous Rocks*. Gubkin Institute of Oil and Gas. [In Russian]
- Chatzis, I., Kuntamukkula, M. S., & Morrow, N. R. (1988). Effect of capillary number on the microstructure of residual oil in strongly water-wet sandstones. *SPE Reservoir Engineering*, 3(3), 902–912. <https://doi.org/10.2118/13213-PA>
- El Sharawy, M. S., & Gaafar, G. R. (2019). Impacts of petrophysical properties of sandstone reservoirs on their irreducible water saturation: Implication and prediction. *Journal of African Earth Sciences*, 156, 118–132. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.04.016>
- Esmaeili, S., Sarma, H., Harding, T., & Maini, B. (2019). Review of the effect of temperature on oil-water relative permeability in porous rocks of oil reservoirs. *Fuel*, 237, 91–116. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.100>
- Nejad, K. S., Berg, E. A., & Ringen, J. K. (2011, Sep. 18–21). *Effect of oil viscosity on water/oil relative permeability* [Conference paper SCA 2011-12]. International Symposium of the Society of Core Analysts, Austin, Texas, USA.
- Shen, P., Zhu, B., Li, X.-B., & Wu, Y.-S. (2006, Apr. 22–26). *The influence of interfacial tension on water/oil two-phase relative permeability* [Conference paper SPE-95405-MS]. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/95405-MS>

## Информация об авторах

Михаил Алексеевич Загоровский, специалист управления научно-технического развития, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия; аспирант кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru](mailto:mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru)

Александр Борисович Шабаров, доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, профессор кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[a.b.shabarov@utmn.ru](mailto:a.b.shabarov@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0002-5374-8704>

## Information about the authors

Mikhail A. Zagorovskiy, Specialist, Department of Scientific and Technological Development, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru](mailto:mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru)

Alexander B. Shabarov, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, Professor, Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Science, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[a.b.shabarov@utmn.ru](mailto:a.b.shabarov@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0002-5374-8704>