

Исследование представительности и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горной породы с использованием технологии «Цифровой керн»

Загоровский М.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы представительности емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, а также анализ микронеоднородности структуры порового пространства терригенной породы одного из месторождений Западной Сибири. Получены зависимости коэффициента пористости, компонент тензора абсолютной проницаемости и относительных фазовых проницаемостей от рассматриваемого объема пористой среды. Показано, что, несмотря на морфологическую однородность породы, проницаемость ее представительных подобъемов демонстрирует неоднородное распределение, свидетельствующее о неоднородности структуры порового пространства на микроуровне. Описанные в работе методы исследования и полученные результаты могут быть использованы для создания представительного цифрового двойника керна для последующего тестирования различных способов увеличения нефтеотдачи пласта.

Материалы и методы

Численное моделирование течения на поровом уровне выполнено с использованием порово-сетевого метода и прямого метода в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН».

Ключевые слова

гидродинамическое моделирование, многофазное течение, пористая среда, цифровой керн, представительность, неоднородность

Для цитирования

Загоровский М.А. Исследование представительности и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горной породы с использованием технологии «Цифровой керн» // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 58–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-58-64

Поступила в редакцию: 29.06.2026

HYDROMECHANICS

UDC 550.822.3 | Original Paper

Study of the representativeness and heterogeneity of rock filtration-capacitance properties using Digital Core technology

Zagorovskiy M.A.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the question of the representativeness of the capacitance and filtration properties of a porous medium, the analysis of the microuniform structure of the pore space of a terrigenous rock of one of the deposits of Western Siberia. The dependences of the porosity coefficient, the components of the absolute permeability tensor, and the relative phase permeability on the volume of the porous medium under consideration are obtained. It is shown that, despite the morphological uniformity of the rock, the permeability of its representative sub-volumes demonstrates an inhomogeneous distribution, indicating the heterogeneity of the structure of the pore space at the micro level. The research methods described in the paper and the results obtained can be used to create a representative digital twin of the core for subsequent testing of various ways to increase oil recovery.

Materials and methods

Numerical simulation of the flow at the pore level performed using the pore-network method and the direct method in the “RN-DIGITAL CORE” software package.

Keywords

hydrodynamic modeling, multiphase flow, porous medium, digital core, representativeness, heterogeneity

For citation

Zagorovskiy M.A. Study of the representativeness and heterogeneity of rock filtration-capacitance properties using Digital Core technology. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 58–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-58-64

Received: 29.06.2026

Введение

Повышение информативности изучения сложных типов пород-коллекторов нефти и газа для улучшения качества данных о свойствах пласта трудно представить без развития современных методов исследования керна и внедрения Технологии Цифрового анализа керна (ЦАК), уровень развития которой в настоящее время позволяет решать практические задачи нефтегазовой индустрии. Данная Технология включает в себя этапы построения трехмерной модели породы и пустотного пространства — цифровой модели керна (ЦМК) средствами компьютерной томографии (КТ) или другими высокоразрешающими методами, построение цифровых моделей флюидов и расчет фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изучаемой породы посредством численного моделирования соответствующих процессов фильтрации флюидов на поровом уровне. Расчетные свойства горной породы могут быть использованы при построении геологических и гидродинамических моделей месторождений углеводородного сырья и дополнять результаты лабораторных исследований керна, объем и представительность которых бывают недостаточными в силу различных обстоятельств.

Преимущества цифровых исследований керна заключаются в возможности многократного проведения неразрушающих вычислительных экспериментов на одном и том же цифровом образце для исследования различных методов увеличения нефтеотдачи [1], в возможности определять представительные свойства коллектора, вплоть до масштаба метрового интервала керна [2] и литофаций [3], включая определение компонент тензора абсолютной и фазовой проницаемости. Последнее обстоятельство имеет принципиальное значение при изучении сложнопостроенных терригенных и карбонатных формаций, для которых анизотропия и проявление масштабного эффекта зачастую не позволяют получать представительные свойства в лабораторных условиях [4, 5]. Использование ЦАК позволяет решить эту проблему путем анализа однородности, расчета ФЕС выделенных литотипов породы в ортогональных направлениях фильтрации и их ремасштабирования с учетом пространственной конфигурации однородных зон. Применительно к задаче определения петрофизических свойств коллектора «Цифровой керн» позволяет сократить сроки реализации и стоимость программы по исследованию керна [6], в том числе позволяет определять ФЕС в разрушенных интервалах его выноса из скважины, для которых невозможно изготовление стандартных образцов для проведения лабораторных исследований.

На результаты расчета фильтрационно-емкостных свойств с использованием ЦАК в различной степени влияют качество томографической съемки, корректность выполнения сегментации порового пространства, граничные условия, идентификация поля смачиваемости. Одним из ключевых факторов, определяющих состоятельность результатов моделирования, является понимание представительности цифрового двойника породы ввиду того, что изучаемый фрагмент должен одновременно позволять выполнять гидродинамический расчет течения за приемлемое время и отражать структурные особенности породы. Высокая ресурсоемкость методов моделирования фильтрации накладывает технические ограничения на размеры

исследуемого объема, в особенности для прямых методов на основе численного решения уравнений Навье-Стокса. В этой связи необходимой составляющей ЦАК является анализ представительности и однородности порового пространства для выделения подобъема, содержащего меньшее количество расчетных ячеек, но при этом репрезентативного с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств — пористости, абсолютной проницаемости и кривых относительных фазовых проницаемостей.

Представительность определяется по наличию элементарного представительного объема REV (от англ. Representative Elementary Volume) [7] как наименьшего объема породы, при увеличении которого вариации характеристик породы становятся незначительными, а определяемое свойство выходит на стационарное значение. Главным аспектом при определении REV является выбор метрик анализа. Для оценки степени неоднородности трехмерных структур на основе томографических изображений могут использоваться пространственные корреляционные функции [8]. Такой подход не требует больших вычислительных ресурсов и может применяться при анализе данных КТ различной степени детальности, например для выделения однородных зон в образце полноразмерного керна. Тем не менее, REV на основе корреляционных функций не соответствует REV для фильтрационных свойств [9]. Так, согласно расчетам [10], представительный объем для коэффициента абсолютной проницаемости в 2 раза превышает оценку на основе коэффициента пористости и удельной поверхности.

Настоящая работа посвящена изучению представительности емкостных, однофазных и двухфазных фильтрационных свойств горной породы и анализу микронеоднородности структуры порового пространства посредством гидродинамического моделирования фильтрации на поровом уровне. Проведена оценка сходимости результатов расчета ФЕС, ККД и ОФП, полученных для

представительной цифровой модели керна терригенной породы одного из месторождений Западной Сибири, с результатами лабораторных исследований керна. Операции с томографическими данными и вычислительные эксперименты выполнены в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» [11] (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2023680850 от 05.10.2023 г.).

Материалы и методы

В качестве объекта исследования рассматривается терригенная порода Яковлевской свиты одного из нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. Отобранный образец керна представлен средне-мелкозернистым алевритистым песчанником. По результатам лабораторных исследований пористость и абсолютная проницаемость породы составляют 0,297 д. ед. и 302 мД соответственно. Для численной оценки неоднородности свойств породы и исследования представительности на основе данных рентгеновской компьютерной микротомографии образца стандартного размера диаметром 30 мм и мини-образца керна диаметром 8 мм создана цифровая модель коллектора.

Для анализа типа и структуры порового пространства, оценки однородности породы по минералогическому составу, отсутствия техногенных трещин и других дефектов использованы результаты сканирования стандартного образца с разрешением 18,7 мкм. Установлено, что исследуемый коллектор относится к поровому типу и характеризуется однородным строением. Ввиду того, что на таком масштабе исследования разрешение томографии не обеспечивает связности порового пространства в реконструированных проекциях, выделена целевая область интереса, которая изучена с разрешением 3,5 мкм. На рисунке 1 показаны соответствующие результаты сканирования. Реконструированное трехмерное изображение представляет собой картину распределения зерен породы различного минерального состава и связанных пустот — оно является основой для создания цифровой модели керна.

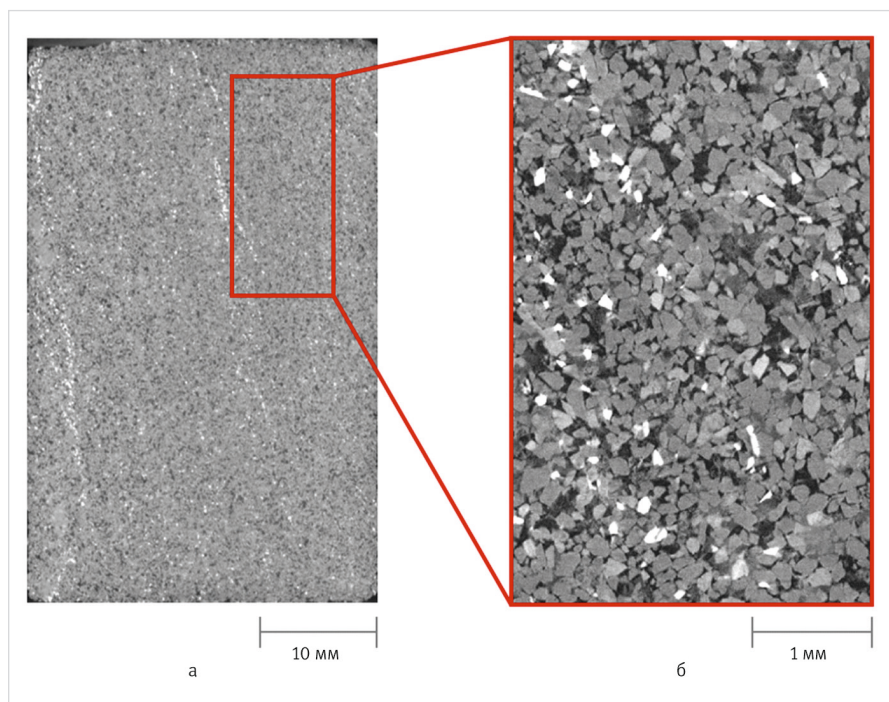


Рис. 1. Результаты микротомографии стандартного — а и мини-образца керна — б
Fig. 1. Results of microtomography of the standard — a and mini-core samples — b

Сегментация результатов микротомографии выполнена с использованием алгоритма сходящихся контуров [12]. Обоснование порогов сегментации и оценка ее качества выполнялись с нескольких позиций: при разделении зерен породы оценивалось соответствие объемных долей минералов в цифровой модели результатам рентгено-структурного анализа навески породы. При выделении порового пространства применялся подход, основанный на сопоставлении границ, раздела фаз на ортогональных проекциях в поле оттенков серого и сегментированных данных. Несмотря на то, что такой метод является субъективным и требователен к опыту оператора, при хорошем качестве исходных данных микро-КТ его применение для высокопроницаемых пород позволяет рассчитывать проницаемость и пористость образцов с относительным отклонением до 10 % [11]. Для исследуемого образца результаты микро-КТ позволяют утверждать об однородности структуры порового пространства на мезомасштабе, а основные фильтрующие поры разрешены съемкой мини-образца, поэтому в дополнение к вышеописанной процедуре выполнено уточнение границ порового пространства путем сопоставления величины абсолютной проницаемости по данным лабораторных исследований и результатам численного моделирования в соответствующем направлении фильтрации.

Вычислительные эксперименты по однофазной и двухфазной фильтрации на цифровой модели зерна выполнялись в соответствии с методологией, используемой для аналогичных лабораторных экспериментов. При определении абсолютной проницаемости 4 боковые границы цифровой модели зерна закрывались непроницаемыми стенками, через 2 противоположные границы задавался фиксированный перепад давления, обеспечивающий течение флюида по поровому пространству. Использован порово-сетевой метод моделирования, в рамках которого геометрия пустотного пространства представляется в виде совокупности пор и каналов круглого, треугольного и прямоугольного сечения (модель C-T-S) [13]. Поток между порами описывается аналитическими решениями, в зависимости от геометрии канала [14] и перепада давления. Исходя из взаимосвязи поля давления и расхода в поровой сети, по закону Дарси определялся коэффициент проницаемости. Аналогичные

граничные условия и методика расчета проницаемостей для каждой из фаз использованы при двухфазном моделировании. Моделирование производилось по принципу invasion percolation с учетом основных механизмов вытеснения одного флюида другим [13].

Результаты

По результатам моделирования однофазной фильтрации на цифровой модели мини-зерна размером $1\ 350 \times 1\ 350 \times 2\ 000$ вокселей расчетная проницаемость составила 296 мД, разрешенная пористость 0,18 д. ед. Наблюдаемое различие между пористостью модели мини-зерна и стандартного образца связано с неразрешением субмикронных пор, доля которых в данном образце составляет порядка 38 % объема порового пространства. Тем не менее, абсолютная проницаемость ЦМК достаточно близко соответствует газопроницаемости стандартного зерна — это говорит о том, что цифровая модель мини-зерна качественно описывает основной поровый кластер, определяющий фильтрационные свойства породы. В результате анализа шлифов породы под электронным микроскопом с 300-х кратным увеличением (разрешение 0,1 мкм/пикс.) установлено, что пустоты неразрешенные томографией приурочены к равномерно распределенным в объеме глинам (каолинит). Пористость по результатам интерпретации растровой электронной микроскопии (РЭМ) составляет 0,291 д. ед. Расчетная проницаемость трехмерной модели субмикронного порового кластера, реконструированной по двумерным данным РЭМ, составляет 0,3 мД, что пренебрежимо мало в сравнении с проницаемостью основных межзерновых фильтрующих пустот и обуславливает хорошее соответствие расчетной проницаемости цифровой модели мини-образца зерна данным экспериментальных измерений проницаемости стандартного зерна.

Анализ представительности ФЕС и ОФП, и однородности структуры порового пространства горной породы на микромасштабе выполнен в соответствии со следующим разработанным алгоритмом. На первом шаге для произвольно выбранной области в объеме мини-образца выполнялись расчеты пористости, абсолютной и фазовых проницаемостей. Далее выполнялась фрагментация выбранной области на подобъемы путем последовательного уменьшения линейного

размера области, вычислялись свойства полученных подобъемов. В результате анализа изменения ФЕС и ОФП в зависимости от объема цифровой модели определялась величина REV. Однородность изучалась путем сопоставления результатов расчета ФЕС по нескольким представительным подобъемам образца между собой и с расчетными свойствами мини-образца. Отметим, что такая последовательность изучения обусловлена тем, что в случае анализа однородности образца без понимания величины его представительного объема, поровое пространство может быть ошибочно признано однородным на основании непредставительных свойств подобъемов. Например, для низкопроницаемых пород подобъемы много меньше REV могут вообще не включать связанное поровое пространство и тем самым образец может быть признан однородным и непроницаемым. Использование предлагаемого подхода позволяет учесть фактор представительности и нивелировать его влияние на заключение об однородности порового пространства на микромасштабе.

На рисунке 2а представлена полученная зависимость расчетных значений коэффициентов проницаемости и пористости от объема цифровой модели. Как видно, с увеличением объема модели порового пространства флуктуации расчетных значений ФЕС уменьшаются. Цифровые модели уже достаточно близки друг к другу по свойствам, начиная с объема порядка 5 мм^3 (500^3 вокс.). Для оценки достижения REV на микроуровне использован следующий критерий: $|f_{V+\Delta V} - f_V| \leq \varepsilon f_V$. Данное условие накладывает ограничение на относительное изменение расчетной характеристики порового пространства f при увеличении объема модели V на величину ΔV . Согласно расчетам, при $\varepsilon = 0,05$ для коэффициента пористости $REV \geq 1\text{ мм}^3$ (300^3 вокс.), для коэффициента абсолютной проницаемости $REV \geq 5\text{ мм}^3$ (500^3 вокс.). При моделировании двухфазной фильтрации исследовалась представительность концевых точек ОФП и формы кривых в области совместной фильтрации. На рисунке 2б представлены результаты расчета функций ОФП в процессе вытеснения нефти водой. Сплошные линии соответствуют нефти, пунктирные линии — воде. Для каждой ЦМК предварительно осуществлялось моделирование процесса создания начальной предельной нефтенасыщенности. По результатам расчетов, представительность параметров двухфазной фильтрации достигается при $REV \geq 21\text{ мм}^3$ (800^3 вокс.).

Наблюдаемую закономерность увеличения представительного объема для двухфазных свойств породы (относительно однофазных свойств) можно связать с усложнением протекающих процессов на поровом уровне. Так, представительность коэффициента пористости обеспечивается присутствием порового пространства в объеме породы, безотносительно его пространственной связности. Представительность коэффициента абсолютной проницаемости определяется не только наличием пустот, но и их топологией. При тении нескольких флюидов фактор структуры порового пространства проявляется более сложным образом — определяет формирование как неподвижных объемов фаз, так и различных режимов течений.

Известно, что переход от струйного течения фаз в четочное (slug-flow) или капельное течение (droplet-flow) реализуется за счет разных факторов, связанных со смачиваемостью минерального скелета породы,

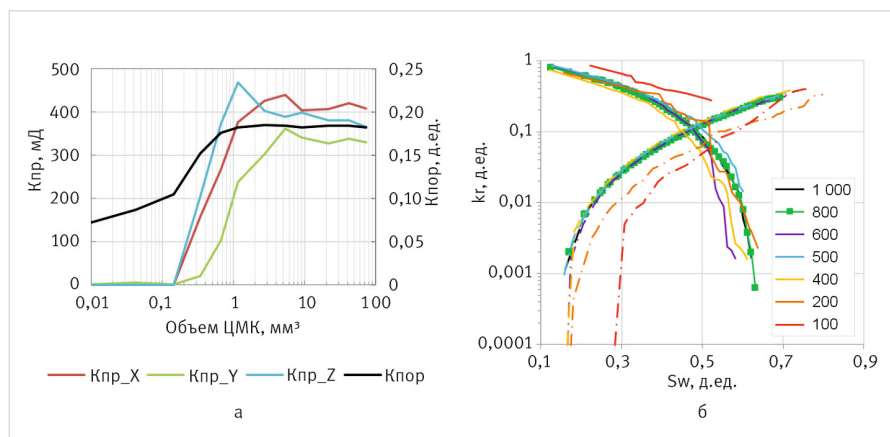


Рис. 2. Зависимость расчетных коэффициентов проницаемости, пористости — а и ОФП — б от объема ЦМК

Fig. 2. The dependence of the calculated permeability, porosity coefficients — а and relative phase permeability — б on the volume of the digital model

возникновением эффекта «защелки» при изменения сечения поровых каналов [15, 16], а также их сообщаемости [17, 18]. На рисунке 3 приведены результаты прямого моделирования фильтрации нефти и воды в поровом пространстве — распределение фаз в некоторые последовательные моменты времени, демонстрирующие одну из возможных реализаций трансформации режимов течения. Серый цвет соответствует нефти, голубой цвет — воде. Более темные оттенки соответствуют контакту флюида с зернами породы, сами зерна песчаника прозрачны. Область интереса и направления микротечений схематично обозначены красными линиями и стрелками. Смачиваемость породы гидрофильная.

Как видно из рисунка 3, соединение струйного потока воды из канала «2» и нефти в магистральном канале «1» (рис. 3а) приводит к разрыву струйки нефти и возникновению четочного течения (рис. 3б), т.е. движения чередующихся объемов нефти и воды, поперечный размер которых сопоставим с диаметром канала. Продвижение четок нефти по каналам «1» и «3» (рис. 3в) приводит к их столкновению в магистральном канале и движению по направлению к выходу из рассматриваемой области (рис. 3г). Образующиеся по такому механизму четки и капли далее могут «подпитывать» струйные потоки, а также, блокируя поровые каналы, формировать капиллярно-удерживаемую часть остаточной нефтенасыщенности. Несмотря на то, что используемый при анализе представительности метод порово-сетевого моделирования напрямую не разрешает динамику заполнения порового пространства во времени, факт того, что расчетные значения фазовых проницаемостей и остаточных насыщенных зависят от объема образца до достижения REV отражает попадание большего количества пор и соединений пор каналами в рассматриваемый объем породы и изменение распределения заполнения элементов модели поровой сети. В полной динамической постановке наблюдаемый результат может являться следствием изменения характера течения.

Для анализа однородности структуры порового пространства в объеме мини-образца выделено 6 представительных подобъемов. Их расположение в двух поперечных сечениях модели мини-образца приведены на рисунке 4. На рисунке 5 приведены гистограммы распределения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости

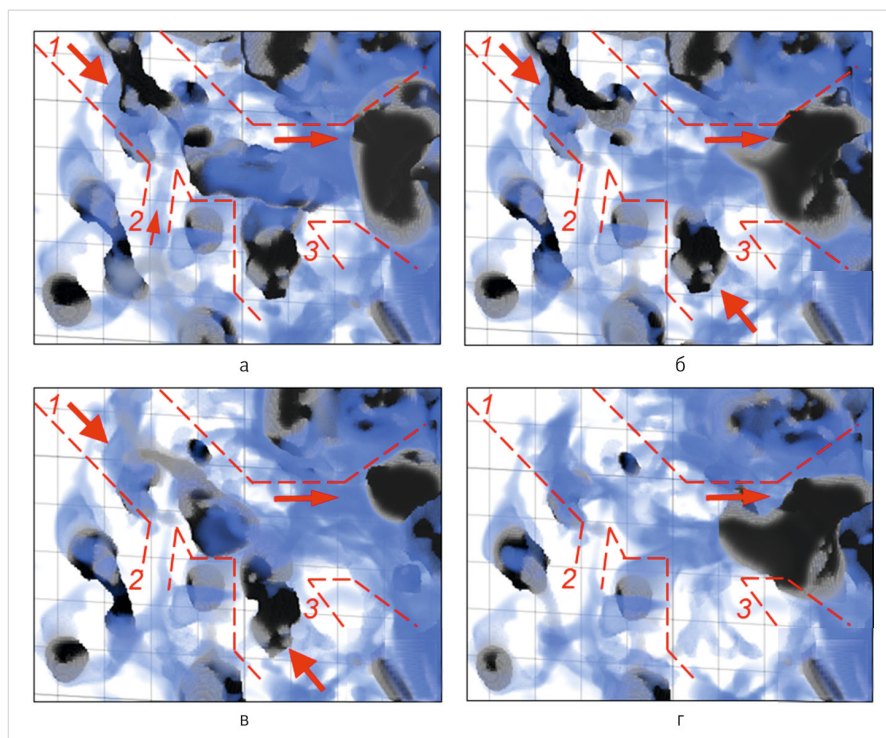


Рис. 3. Результаты моделирования течения нефти и воды в поровом пространстве, демонстрирующие формирование четочного течения
Fig. 3. The results of simulation of oil and water flow in the pore space, demonstrating the formation of a train-flow

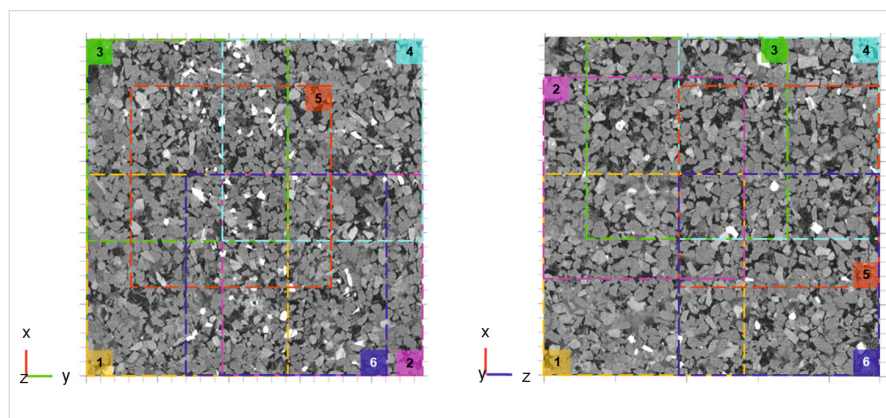


Рис. 4. Границы анализируемых представительных подобъемов в сечениях мини-образца
Fig. 4. The boundaries of analyzed representative sub-volumes in sections of mini-sample

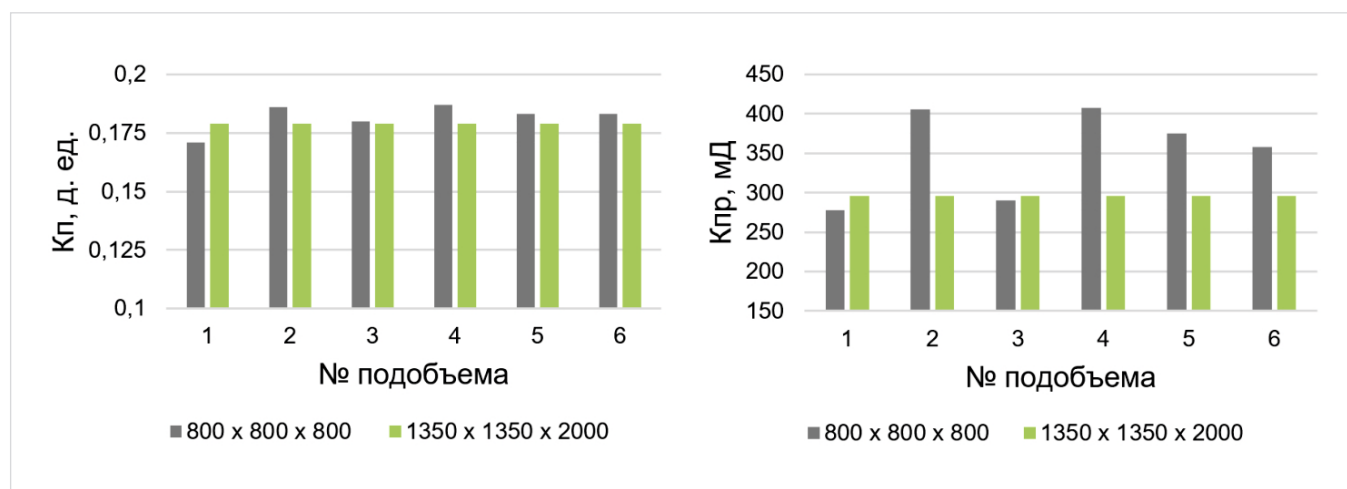


Рис. 5. Гистограммы распределения расчетных коэффициентов пористости и проницаемости представительных подобъемов
Fig. 5. Histograms of the distribution of calculated porosity and permeability coefficients for representative sub-volumes

анализируемых ЦМК 800³ вокс. в сравнении с расчетными свойствами ЦМК мини-образца 1 350×1 350×2 000 вокс. По результатам моделирования установлено, что разброс локальных значений проницаемости по выделенным объемам составляет от -6 до +38 % относительно расчетных свойств модели мини-образца. При этом расчетная величина коэффициента пористости демонстрирует существенно меньшую дисперсию — до ±5 %. Это означает, что, несмотря на морфологическую однородность породы, ее структура пустотного пространства, определяющая фильтрационные свойства, является неоднородной. Среди выделенных областей подобьем № 3 по своим ФЕС наиболее близок к модели мини-образца 8 мм и в рамках относительного отклонения 5 % соответствует проницаемости стандартного образца керна.

Сопоставление результатов лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП

Для верификации результатов расчета ККД и ОФП по технологии «Цифровой керн» использована представительная цифровая модель подобья № 3 размером 800³ вокс.

(физический размер 2,83 мм), представленная на рисунке 6. Цветом с индексом 1 обозначено поровое пространство, цветами с индексами 2–5 различные пороодообразующие минералы: 2 — каолинит, 3 — кварц, 4 — полевые шпаты, 5 — хлорит. Справа на рисунке 6 показано поровое пространство. Его распределение в представительном объеме является визуально однородным, что характерно для порового типа коллектора.

Гидродинамические расчеты течения нефти и воды выполнены с использованием модификации порово-сетевого метода, в которой учитывается неоднородность смачиваемости минеральных компонент породы за счет параметризации посредством прямого моделирования на основе модели типа фазового поля [19]. Процедура вычислительных экспериментов включала два последовательных этапа. Первым этапом являлось создание начальной нефтенасыщенности и получение распределения остаточной воды в виде воды в тупиковых и изолированных порах, а также воды, удерживаемой капиллярными силами. Для этого выполнено моделирование процесса вытеснения воды нефтью из полностью насыщенной водой цифровой модели керна.

Данный этап необходим для расчета кривой капиллярного давления, соответствующей процессу формирования нефтяной залежи. Полученное распределение флюидов в поровом пространстве рассматривалось как начальное на этапе моделирования вытеснения нефти водой — определения значения остаточной нефтенасыщенности и кривых ОФП для данного процесса.

Исследуемая порода характеризуется преимущественно гидрофильной смачиваемостью. В первом приближении принята гипотеза о гомогенной гидрофильной смачиваемости породы с распределением краевого угла в диапазоне (10–70°). Расчетное значение остаточной водонасыщенности составило 6 % при экспериментальной величине в диапазоне 15–25 %. Такое различие объясняется главным образом наличием неразрешенной микро-КТ пористости, которая в гидрофильной породе заполнена водой. Это гипотеза подтверждается тем, что разница между лабораторным и расчетным по ЦМК значением остаточной водонасыщенности соответствует аналогичной разнице в пористости. Для определения поправки на дополнительную водонасыщенность за счет субмикронной пористости и корректировки поля смачиваемости были использованы имеющиеся результаты экспериментов по определению ККД и ОФП, проведенные для нескольких стандартных образцов породы этого же пласта Яковлевской свиты с близкими значениями ФЕС.

В результате нескольких итераций калибровки скорректированы диапазоны краевых углов смачивания пороодообразующих минералов в ЦМК. Установленное распределение контактных углов характерно для породы с промежуточной гидрофильной смачиваемостью: 2 — (0–5°), 3 — (40–100°), 4 — (30–90°), 5 — (5–10°). Принято, что дополнительная водонасыщенность в области неразрешенного порового пространства составляет 17 %. Уменьшение фазовой проницаемости нефти при начальной нефтенасыщенности породы относительно газопроницаемости реализовано в цифровой модели как за счет блокировки части разрешенного порового пространства капиллярно-удерживаемой водой, распределение которой сформировано на этапе дренажа, так и за счет увеличения объема глинистой компоненты на 20 % относительно объема в «сухом» состоянии при взаимодействии с водой.

На рисунке 7 приведены результаты лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП. Точками на графиках обозначены лабораторные данные для трех «родственных» образцов изучаемого пласта. Несмотря на близкие значения пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности, результаты трех лабораторных экспериментов на керне имеют некоторую степень неопределенности (обозначена полупрозрачной заливкой), что может быть связано с макрон неоднородностью данных образцов. Линиями показаны результаты расчетов, отличные друг от друга только объемом ЦМК и выполненные при прочих равных условиях. Нормировка экспериментальных и расчетных данных по фазовым проницаемостям выполнена на значение абсолютной проницаемости.

Как видно из рисунка 7, для представительной цифровой модели керна имеет место хороший уровень соответствия расчетных и лабораторных кривых капиллярного давления и ОФП. Использование ЦМК

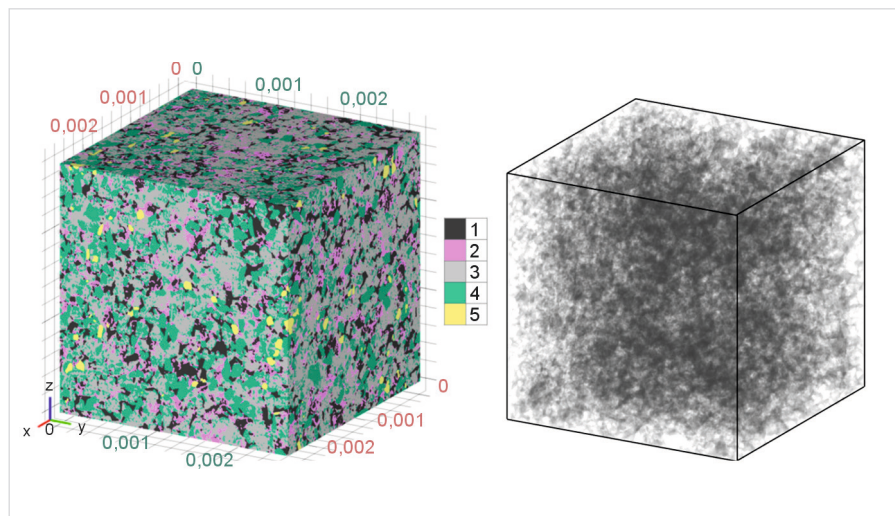


Рис. 6. Трехмерный вид цифровой воксельной модели керна — а и поровое пространство в породе — б

Fig. 6. Three-dimensional view of the digital rock voxel model — а and the pore space in the rock — б

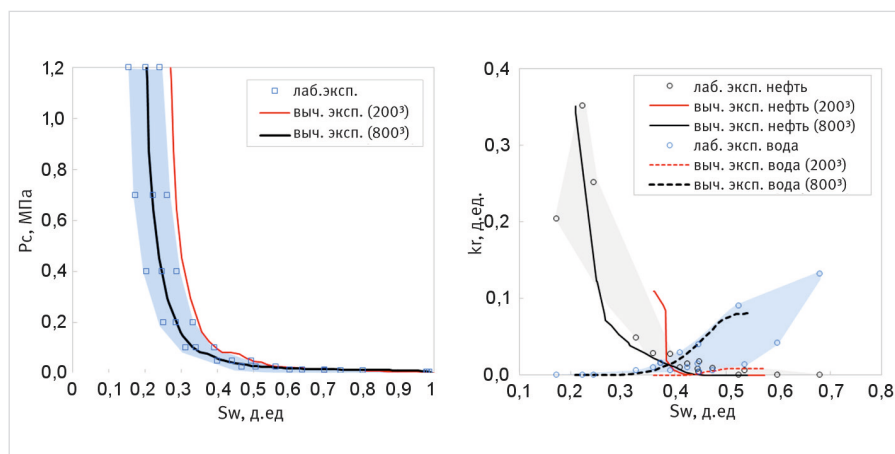


Рис. 7. Сопоставление результатов лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП с использованием технологии «Цифровой керн»

Fig. 7. Comparison of the results of laboratory and simulated capillary pressure and relative permeability using the Digital Core technolog

объемом 200³ вокс. позволяет в 68 раз сократить время вычислительного эксперимента, но приводит к существенно отличающимся результатам моделирования в части начальной и остаточной нефтенасыщенности, фазовых проницаемостей в концевых точках и формы кривых ОФП. Различие между представительными и непредставительными результатами расчета концевых точек составляет 32, 7, 69 и 89 % соответственно. Таким образом, анализ представительности и однородности позволил создать репрезентативную цифровую модель ядра, с приемлемым отклонением воспроизводящую результаты лабораторных измерений ФЕС, ККД и ОФП, которая может быть в последующем использована для сравнительного анализа различных агентов вытеснения и условий закачки в постоянных условиях структуры пор.

Можно предположить, что точность моделирования капиллярных и фильтрационных свойств для представительной ЦМК может быть увеличена путем наполнения воксельной модели субмикронной пористостью по данным нано-КТ или изучения породы системами ФИП/РЭМ. В проведенных расчетах принималось, что вода, заполняющая неразрешенную микро-КТ пористость, является неподвижной и не влияет на фильтрацию в разрешенных порах ЦМК. Это достаточно серьезное допущение, поскольку при совместной фильтрации нефти и воды отсутствующие в ЦМК поровые каналы могут играть роль генераторов капель или четок смачивающей фазы и приводить к усилению или ослаблению межфазного взаимодействия при двухфазном течении в разрешенных фильтрующих каналах. Согласно расчетам с использованием полумпирической модели ядра [20], такое увеличение интенсивности четочного течения приводит к уменьшению фазовых проницаемостей. С другой стороны, формирование четочного режима течения в сложной конфигурации поровых каналов приводит к возникновению сопротивления потоку за счет эффекта Замана вплоть до возможного «запирания» канала. В этом случае перераспределение потоков может происходить по каналам существенно меньшего диаметра, поток флюидов по которым до «запирания» пренебрежимо мал. Такое изменение конфигурации потока при совместной фильтрации может оказывать сложно прогнозируемое влияние на проницаемость двухфазной системы. Для решения проблемы детализации целесообразно использовать многомасштабное моделирование, а также другие методы, основанные на совмещении многомасштабных данных.

Итоги

- Установлено, что для исследуемой терригенной породы Яковлевской свиты величина элементарного представительного объема параметров двухфазной фильтрации составляет 800³ вокселей при размерах вокселя 3,493 мкм. Результаты численного моделирования, полученные на цифровых моделях ядра меньшего объема, не являются представительными.
- Несмотря на морфологическую однородность по величине коэффициента пористости, коэффициент абсолютной проницаемости представительных подбъемов исследуемой породы демонстрирует неоднородное распределение в диапазоне отклонений до 38 % относительно расчетных свойств объема мини-образца, что свидетельствует о неоднородности

структуры порового пространства на микроуровне.

- Анализ представительности и однородности позволяет построить репрезентативную цифровую модель ядра, с приемлемым отклонением воспроизводящую результаты лабораторных измерений кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей. Наблюдаемые отклонения возможно минимизировать путем учета неразрешенной томографией пористости за счет комплексирования результатов разномасштабных исследований порового пространства методами нано-КТ, ФИП/РЭМ и использования многомасштабных цифровых моделей.

Выводы

Представительная цифровая модель ядра, созданная по описанному в работе подходу, в дальнейшем может быть использована для сравнительного анализа различных агентов вытеснения нефти. Возможность проведения неограниченного количества вычислительных экспериментов в идентичных условиях структуры порового пространства позволяет существенно уменьшить неопределенность в оценке эффекта от применения методов увеличения нефтеотдачи и способствует повышению качества проектирования и сопровождения разработки месторождений углеводородов.

Литература

- Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D. et al. Digital core analysis – innovative approach for EOR agent screening at pore-scale for Achimov rocks. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, Paper Number: SPE-202015-MS. (In Eng).
- Якимчук И.В., Коробков Д.А., Плетнева В.Ю. и др. Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород туронских отложений с помощью цифрового анализа ядра // SPE по российским нефтетехнологиям, октябрь 2021 г. Номер статьи: SPE-206584-RU.
- Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоревский М.А., Зубарева И.А. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. № 7. С. 51–60.
- Гурбатова И.П., Еникеев Б.Н., Михайлов Н.Н. Элементарный представительный объем в физике пласта. Часть 2. Масштабные эффекты и петрофизические связи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 7. С. 65–72.
- Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоревский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 51–57.
- Морозов В.В., Мельников С.И., Идрисова С.А. и др. Опыт применения технологии «Цифровой анализ ядра» на месторождении «Саркала» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 3. С. 65–70.
- Bear J. Dynamics of fluids in porous media.

- New York: Elsevier, 1972, 764 p. (In Eng).
- Yeong C.L., Torquato S. Reconstructing random media. Physical Review E, 1998, Vol. 57, issue 1, P. 495–506. (In Eng).
- Gerke K.M., Karsanina M.V., Katsman R. Calculation of tensorial flow properties on pore level: Exploring the influence of boundary conditions on the permeability of three-dimensional stochastic reconstructions. Physical Review E, 2019, Vol. 100, issue 5, 053312, P. 1–16. (In Eng).
- Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on Micro-CT images. Mathematical Geosciences, 2013, Vol. 45, issue 1, P. 103–125. (In Eng).
- Степанов С.В., Лапин К.Г., Загоревский М.А. и др. Программный комплекс «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН»: особенности реализации и опыт применения // Нефтяное хозяйство. 2024. № 11. С. 32–38.
- Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. Physica A: Statistical mechanics and its applications, 2024, Vol. 339, issue 1-2, P. 145–151. (In Eng).
- Valvatne P.H., Blunt M.J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water resources research, 2004, Vol. 40, issue 7, P. 1–21. (In Eng).
- Patzek T.W., Silin D.B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, Vol. 236, issue 2, P. 295–304. (In Eng).
- Tian J., Kang Y., Xi Z., Jia N., You L., Luo P. Real-time visualization and investigation of dynamic gas snap-off mechanisms in 2-D micro channels. Fuel, 2020, Vol. 279, Article: 118232, 9 p. (In Eng).
- Загоревский М.А. Математическое моделирование течения нефти и воды в поровом канале переменного сечения // Многофазные системы. 2026. Т. 21. № 1. С. 11–17.
- Lei L., Zhao Y., Chen W., Li H., Wang X., Zhang J. Experimental studies of droplet formation process and length for liquid-liquid two-phase flows in a microchannel. Energies, 2021, Vol. 14, issue 5, 1–17 p. (In Eng).
- Chakraborty I., Ricouvier J., Yazhgur P., Tabelling P., Leshansky A. M. Droplet generation at Hele-Shaw microfluidic T-junction. Physics of Fluids, 2019, Vol. 31, issue 2, Article: 022010, 2–12 p. (In Eng).
- Zubov A.S., Karsanina M.V., Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A.N., Gerke K.M. Exploring global and local minima for fluid distributions within porous media: more robust and faster computations using combined simulated annealing and phase-field models. Journal of Colloid and Interphase Science, 2026, Vol. 706, Article: 139584. (In Eng).
- Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. An improved semi-empirical model of multiphase filtration of oil and water for obtaining functions of relative phase permeability at different temperatures. Thermophysics and Aeromechanics. 2024, Vol. 31, issue 4, P. 755–767. (In Eng).

Results

It was found that for the studied terrigenous formation, the elementary representative volume of the two-phase filtration parameters is 800^3 voxels with a voxel size of 3,493 microns. The numerical simulation results obtained on digital core models of a smaller volume are not representative. Despite the morphological uniformity in terms of the porosity coefficient, the absolute permeability coefficient of representative sub-volumes of the rock under study demonstrates an inhomogeneous distribution in the range of deviations up to 38 % relative to the calculated properties of the volume of the mini-sample, which indicates the heterogeneity of the structure of the pore space at the micro level. The analysis of representativeness and uniformity allows us to build a representative digital model of the core, reproducing the results of laboratory measurements of capillary pressure curves and relative phase permeability with an acceptable deviation. The

observed deviations can be minimized by taking into account the porosity unresolved by tomography by combining the results of multi-scale studies of the pore space using nano-CT, FIB/SEM methods and the use of multi-scale digital models.

Conclusions

A representative digital core model created according to the approach described in the paper can be used for comparative analysis of various oil displacement agents. The possibility of conducting an unlimited number of computational experiments under identical conditions of the pore space structure significantly reduces the uncertainty in assessing the effect of using methods to increase oil recovery and improves the quality of design and maintenance of the development of hydrocarbon deposits.

References

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D. et al. Digital core analysis – innovative approach for EOR agent screening at pore-scale for Achimov rocks. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, Paper Number: SPE-202015-MS. (In Eng).
2. Yakimchuk I., Korobkov D., Pletneva V. et al. Study of Reservoir Properties of Turonian Formation Using Digital Core Analysis. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, Paper Number: SPE-206584-RU. (Russ).
3. Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovskiy M.A., Zubareva I.A. Multi-scale modeling of high viscous oil production when injecting water and polymer solution. Automation and informatization of the fuel and energy complex, 2024, issue 7, P. 51–60. (In Russ).
4. Gurbatova I.P., Enikeev B.N., Mikhailov N.N. Elementary representative volume in the physics of a reservoir. Part 2. Scale effects and petrophysical relations. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 7, P. 65–72. (In Russ).
5. Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsova V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation. Oil and gas geology, 2021, issue 4, P. 51–57. (In Russ).
6. Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A. et al. Digital core technology application at Sarqala field. PROneft. Professionally about Oil, 2020, issue 3, P. 65–70. (In Russ).
7. Bear J. Dynamics of fluids in porous media. New York: Elsevier, 1972, 764 p. (In Eng).
8. Yeong C.L., Torquato S. Reconstructing random media. Physical Review E, 1998, Vol. 57, issue 1, P. 495–506. (In Eng).
9. Gerke K.M., Karsanina M.V., Katsman R. Calculation of tensorial flow properties on pore level: Exploring the influence of boundary conditions on the permeability of three-dimensional stochastic reconstructions. Physical Review E, 2019, Vol. 100, issue 5, 053312, P. 1–16. (In Eng).
10. Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on Micro-CT images. Mathematical Geosciences, 2013, Vol. 45, issue 1, P. 103–125. (In Eng).
11. Stepanov S.V., Lapin K.G., Zagorovskiy M.A. et al. The “RN-DIGITAL CORE” software package: implementation features and application experience. Oil Industry, 2024, issue 11, P. 32–37. (In Russ).
12. Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. Physica A: Statistical mechanics and its applications, 2024, Vol. 339, issue 1-2, P. 145–151. (In Eng).
13. Valvatne P.H., Blunt M.J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water resources research, 2004, Vol. 40, issue 7, P. 1–21. (In Eng).
14. Patzek T.W., Silin D.B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, Vol. 236, issue 2, P. 295–304. (In Eng).
15. Tian J., Kang Y., Xi Z., Jia N., You L., Luo P. Real-time visualization and investigation of dynamic gas snap-off mechanisms in 2-D micro channels. Fuel, 2020, Vol. 279, Article: 118232, 9 p. (In Eng).
16. Zagorovskii M. A. Mathematical modelling of oil and water flow in a porous channel with variable cross section. Multiphase Systems, 2026, Vol. 21, issue 1, P. 11–17. (In Russ).
17. Lei L., Zhao Y., Chen W., Li H., Wang X., Zhang J. Experimental studies of droplet formation process and length for liquid–liquid two-phase flows in a microchannel. Energies, 2021, Vol. 14, issue 5, 1–17 p. (In Eng).
18. Chakraborty I., Ricouvier J., Yazhgur P., Tabeling P., Leshansky A. M. Droplet generation at Hele-Shaw microfluidic T-junction. Physics of Fluids, 2019, Vol. 31, issue 2, Article: 022010, P. 2–12. (In Eng).
19. Zubov A.S., Karsanina M.V., Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A.N., Gerke K.M. Exploring global and local minima for fluid distributions within porous media: more robust and faster computations using combined simulated annealing and phase-field models. Journal of Colloid and Interphase Science, 2026, Vol. 706, Article: 139584. (In Eng).
20. Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. An improved semi-empirical model of multiphase filtration of oil and water for obtaining functions of relative phase permeability at different temperatures. Thermophysics and Aeromechanics, 2024, Vol. 31, issue 4, P. 755–767. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Загоровский Михаил Алексеевич, к.т.н., главный специалист, управление научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Zagorovsky Mikhail Alekseevich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist, science and technology development department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru