

Применение аддитивных технологий для воспроизведения физической структуры керна и валидации численных расчетов

Александр Ахатович Мешчеряков✉, Фарид Канафеевич Шабиев

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
Контакт для переписки: meshcheryakov.a.a@outlook.com ✉

Аннотация. С развитием технологий увеличения нефтеотдачи возникает необходимость в более детальном изучении процессов вытеснения нефти в пористых средах. Традиционные лабораторные методы исследования кернов имеют ограничения, включая длительность экспериментов и низкую воспроизводимость. В данной работе представлен новый подход к созданию трехмерных микрофлюидных моделей пористых сред с использованием аддитивных технологий.

Предложенный подход включает разработку цифровой модели, численное моделирование фильтрационно-емкостных характеристик, 3D-печать физического образца и экспериментальную валидацию. Использование современных методов 3D-печати, таких как SLA/DLP и двухфотонная полимеризация, позволяет воспроизводить сложные геометрические структуры с разрешением до наномасштаба. Это открывает новые возможности для точного моделирования процессов двухфазной фильтрации, взаимодействия буровых растворов с породами и других задач нефтегазовой гидродинамики.

Результаты исследования показывают перспективы управления фильтрационно-емкостными характеристиками 3D-печатных микрофлюидных моделей для повышения эффективности экспериментальных исследований. Предложенный методический подход позволяет создавать универсальные инструменты для изучения пористых сред и закладывает основу для дальнейших разработок в области нефтеотдачи.

Ключевые слова: пористые среды, микрофлюидный чип, искусственный керн, аддитивные технологии, 3D-печать, SLA/DLP-технологии, компьютерное моделирование

Цитирование: Мещеряков А. А., Шабиев Ф. К. 2025. Применение аддитивных технологий для воспроизведения физической структуры ядра и валидации численных расчетов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 2 (42). С. 71–91. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-2-71-91>

Поступила 28.01.2025; одобрена 05.06.2025; принята 11.06.2025

Application of additive technologies in reproduction of the core physical structure and validation of numerical calculations

Alexander A. Meshcheryakov✉, Farid K. Shabiev

University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: meshcheryakov.a.a@outlook.com✉

Abstract. The advancement of enhanced oil recovery (EOR) technologies necessitates a more detailed study of oil displacement processes in porous media. Traditional laboratory methods for core sample analysis are limited by the duration of experiments and low reproducibility. This study presents a novel approach to the creation of three-dimensional microfluidic models of porous media using additive manufacturing technologies.

The proposed methodology includes the development of a digital model, numerical simulation of filtration and capacity properties, 3D printing of a physical sample, and experimental validation. Modern 3D printing methods, such as SLA/DLP and two-photon polymerization, enable the reproduction of complex geometric structures with resolutions down to the nanoscale. This capability opens new opportunities for precise modeling of two-phase filtration processes, interactions between drilling fluids and rocks, and other challenges in petroleum hydrodynamics.

The study results demonstrate the potential of controlling the filtration and capacity characteristics of 3D-printed microfluidic models to enhance the efficiency of experimental investigations. The proposed methodological approach provides universal tools for studying porous media and lays the foundation for further developments in the field of enhanced oil recovery.

Keywords: porous structures, microfluidic models, artificial core, additive manufacturing, 3D printing, SLA/DLP-techniques, computational simulation

Citation: Meshcheryakov, A. A., & Shabiev, F. K. (2025). Application of additive technologies for reproduction of the physical structure of the core and validation of numerical calculations. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(2), 71–91. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-2-71-91>

Received Jan. 28, 2025; Reviewed Jun. 5, 2025; Accepted Jun. 11, 2025

Введение

В последние десятилетия нефтегазовая отрасль России продолжает оставаться основным драйвером экономики, составляя значительную часть промышленного производства и доходов бюджета. Однако с ростом сложности геологических условий и истощением традиционных месторождений задача эффективного извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов становится все более актуальной. Одним из ключевых направлений для повышения коэффициента извлечения нефти является оптимизация процессов заводнения, широко применяемого метода для увеличения нефтеотдачи пластов [Алтунина, 2013]. Лабораторные исследования заводнения, включая эксперименты на образцах керна горных пород, играют важную роль в этом процессе [Юрьев, 2014]. Такие исследования позволяют глубже понять кинетику вытеснения нефти, определить оптимальные условия для извлечения и точнее оценить потенциальное количество извлеченной нефти [Шабаров и др., 2016]. Полученные данные являются основой для разработки более эффективных технологий и методов увеличения нефтеотдачи, что критически важно для дальнейшего развития нефтяной отрасли, особенно в условиях сложных геологических и технических вызовов.

Для изучения методов увеличения нефтеотдачи традиционно используют лабораторные эксперименты с заводнением образцов керна горных пород, что дает возможность оценить скорость и объем извлечения нефти. Однако этот способ сопровождается рядом ограничений. Он требует длительных и трудоемких испытаний, не позволяет напрямую наблюдать процессы, происходящие в микроскопическом масштабе, и может приводить к проблемам с воспроизводимостью результатов. Эти сложности затрудняют получение быстрых и точных данных, необходимых для эффективного управления разработкой месторождений. Для этого применяются модельные эксперименты. Одним из первых модельных экспериментов был проведен Генри Селби Хеле-Шоу, который в 1898 г. применил две параллельные стеклянные пластинки, создав двумерный вариант пористой среды [Hele-Shaw, 1898], применяемый и по сей день [Ezdin et al., 2023; Pakharukov et al., 2020; Пахаруков Ю.В. и др., 2018; Пахаруков Ю.В. и др., 2020]. Однако ячейка Хеле-Шоу дает не полное представление о движении флюида в пористых средах. В последнее время для более точного анализа начали применять микрофлюидные чипы — экспериментальные устройства, которые моделируют пористые среды, аналогичные природным горным породам [Bazazi et al., 2019]. Эти исследования на микромоделях позволяют более детально изучить взаимодействие многофазных жидкостей в порах, что дает более глубокое понимание того, как нефть и вода мигрируют в реальных

геологических условиях [Saadat et al., 2021]. Это, в свою очередь, помогает разработать более эффективные аналитические подходы к определению коэффициента вытеснения нефти в рамках отдельных структурных элементов, что особенно важно в случаях, когда невозможно провести традиционные лабораторные эксперименты с керном, например из-за сложностей с получением образцов или необходимости учета специфики геологической среды [Гладких и др., 2018].

Современные микрофлюидные модели пористых сред, как правило, включают каналы с размерами, варьирующимися от нескольких до сотен микрон, что позволяет имитировать процессы, происходящие в природных пористых материалах, таких как горные породы, с высокой степенью детализации. Эти модели широко применяются для разработки и оптимизации составов вытесняющих жидкостей, предназначенных для повышения нефтеотдачи при заводнении, а также для исследования относительных фазовых проницаемостей. Это особенно важно для решения проблемы закупорки твердыми отложениями, такими как асфальтены и парафины, которые могут существенно нарушать функционирование нефтяных коллекторов и снижать эффективность извлечения углеводородов в процессе эксплуатации месторождений [Martyushev et al., 2021]. Вдобавок, микрофлюидные чипы предоставляют возможность моделировать процессы консервации производственных характеристик нефтяных скважин на микроуровне, что критически важно при принятии решений о методах поддержания их продуктивности в условиях длительного функционирования [Martyushev et al., 2021]. Кроме того, эти модели могут быть использованы для разработки методов контроля чрезмерного водопритока в процессе эксплуатации месторождений, что является важным фактором для оптимизации работы скважин и повышения общей эффективности извлечения углеводородов [Дерендяев и др., 2019].

При изготовлении чипов из натуральных материалов горных пород [Song et al., 2014] можно моделировать процессы стимуляции коллекторов соляными и кислотными составами, что открывает новые перспективы для повышения эффективности операций на месторождениях с высокими технологиями воздействия на геологические структуры [Martyushev et al., 2021]. Эти инновационные подходы, основанные на микрофлюидных исследованиях, позволяют не только ускорить исследовательский процесс, но и повышают точность моделирования поведения нефти в реальных геологических условиях. Это, в свою очередь, может привести к более эффективной разработке месторождений и увеличению нефтеотдачи.

Преимуществом микрофлюидного исследования по сравнению с традиционным методом заводнения образца керна горной породы является возможность наглядной визуализации процесса вытеснения нефти из модели пористой среды, что позволяет детально наблюдать за изменениями и механизмами, происходящими в микроструктуре пор [Zhao et al., 2020]. Такой подход дает возможность не только анализировать динамику вытеснения, но и лучше понять физические и химические процессы, которые трудно изучить с использованием стандартных лабораторных методов. Тем не менее, как отмечается в исследовании [Peng et al., 2021], при проведении экспериментов на микрофлюидных моделях возникают определенные проблемы, которые необходимо

учитывать. В частности, важно обеспечить репрезентативность конструкций каналов в микрофлюидных чипах, чтобы они как можно точнее имитировали пористую структуру горных пород. Также существуют сложности, связанные с смачиваемостью материалов чипа и жидкостей, а также с эффектами шероховатости поверхности, которые могут существенно влиять на точность результатов. Еще одной важной проблемой является закупорка пор, которая может происходить как в процессе изготовления чипа, так и из-за несовместимости рабочих жидкостей с материалами чипа, что может нарушать нормальное протекание эксперимента. Кроме того, для микрофлюидных исследований требуется большое рабочее давление, что добавляет сложности в проведение экспериментов и требует дополнительных усилий для обеспечения стабильности и безопасности процесса. Еще одной значимой задачей является обеспечение повторяемости эксперимента, так как даже небольшие изменения в условиях или конструкции чипа могут повлиять на результаты исследования.

В работе М. Р. Латыповой описан метод переноса структуры пустотного пространства керна на микрофлюидные чипы с использованием микротомографии и микрофабрикации. Такой подход позволяет воссоздавать геометрию реальных поровых пространств и изучать фильтрационные процессы на уровне пор. Однако он требует значительных затрат времени и ресурсов, а также наличия специализированного оборудования. Примечательно, что ресурсы, необходимые для воспроизведения даже одного такого керна, как финансовые, так и временные, сопоставимы с затратами на комплексное лабораторное исследование реального керна, что ставит под сомнение экономическую целесообразность метода. В контексте задач валидации численных расчетов и лабораторного моделирования фильтрации на репрезентативных объемах, отрасли требуется технологически простой, воспроизводимый и экономически эффективный метод создания искусственных пористых сред. Одним из решений может быть проектирование образцов с заданными параметрами проницаемости и пористости без необходимости точного воспроизведения геометрии реального керна [Латыпова, 2025].

При анализе существующих методов создания синтетических кернов необходимо отметить патент RU2651679 C1, представляющий методику реконструкции структуры керна по данным КРТ с последующей 3D-печатью для достижения геометрического подобия с природным образцом. Важно подчеркнуть, что в научной литературе представлено мало работ по созданию трехмерных образцов, тогда как большинство исследователей ограничивались разработкой двумерных микрофлюидных моделей, не отражающих полную пространственную сложность пористой среды. Существенным недостатком метода из патента является отсутствие гарантированного соответствия по ключевым фильтрационно-емкостным свойствам: визуально идентичные образцы могут иметь разные показатели пористости и проницаемости, что затрудняет масштабирование исследований и снижает воспроизводимость данных. В предлагаемом в настоящей работе подходе сделан акцент на прямом контроле фильтрационно-емкостных свойств на этапе проектирования пористой структуры, что позволяет создавать модели с предсказуемыми параметрами и соотносить результаты с данными численного моделирования и лабораторных измерений. Таким образом, технология ВНИИнефть

рассматривается преимущественно как дополнительный источник верификационных данных, а не как основа для серийного производства воспроизводимых керноподобных моделей с контролируемыми свойствами [Фомкин, 2018].

В условиях современных вызовов нефтегазовой отрасли, включая необходимость повышения эффективности добычи нефти и улучшения технологий моделирования горных пород, становится очевидной потребность в новых методах исследования. Одним из таких методов является создание модельных пористых структур, позволяющих воспроизводить геометрию порового пространства с высокой степенью детализации для дальнейших численных и лабораторных исследований.

Целью настоящего исследования является разработка и валидация методики создания искусственных образцов пористых сред на основе цифрового моделирования и 3D-печати с управляемой геометрией. Работа направлена на воспроизведение структуры порового пространства, пригодной для последующего численного и экспериментального анализа фильтрационно-емкостных характеристик.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Разработка параметрической 3D-модели искусственного керна на основе фрактальной структуры в программном комплексе КОМПАС-3D.
2. Изготовление физических образцов методом SLA-печати с заданной геометрией пор.
3. Проведение численного моделирования фильтрационного процесса с использованием программного комплекса KompasFlow.
4. Лабораторное определение открытой пористости и абсолютной проницаемости полученных образцов с использованием установки AP-608.

Материалы и методы

Разработка 3D-модели и печать. 3D-модель керна была разработана в программном комплексе КОМПАС-3D и представляет собой цилиндр диаметром 30 мм и высотой 30 мм. Внутреннее поровое пространство модели, спроектированное в соответствии с рисунком 1б, состоит из множества слоев, каждый из которых повернут на фиксированный угол $\alpha = 5^\circ$ относительно центральной оси Z , проходящей через центр модели (рис. 1). Геометрия каждого слоя определяется древоподобной фрактальной структурой типа «дендрит», при этом высота слоя составляет 0,05 мм, что соответствует минимальному шагу послойного формирования при использовании SLA-печати. Эта модель была сохранена в формате M3D для последующего численного анализа.

Для производства искусственного керна использовалась SLA технология 3D-печати, в которой происходит послойная полимеризация слоев следующей геометрии: цилиндрические стенки вокруг области заполнения и само заполнение будущего керна. Структура заполнения представляет собой древоподобный фрактал — дендрит, состоящий из двух линий — от периферии к центру и обратно (рис. 1). В одной из работ [Мещеряков, 2024] предложена поровая структура, представленная в виде массива слоев, расположенных с фиксированным углом поворота относительно центральной оси Z ,

проходящей через центр модели (рис. 1а). Каждый слой в данной структуре описывается в виде древоподобного фрактала – дендрита (рис. 1б). Такая конфигурация обеспечивает постоянство абсолютной пористости, которая определяется характеристиками отдельного слоя, в то время как открытая пористость остается переменной величиной. Предложенный подход позволяет управлять проницаемостью модели путем изменения двух параметров: угла поворота слоев и геометрии слоя (рис. 1б).

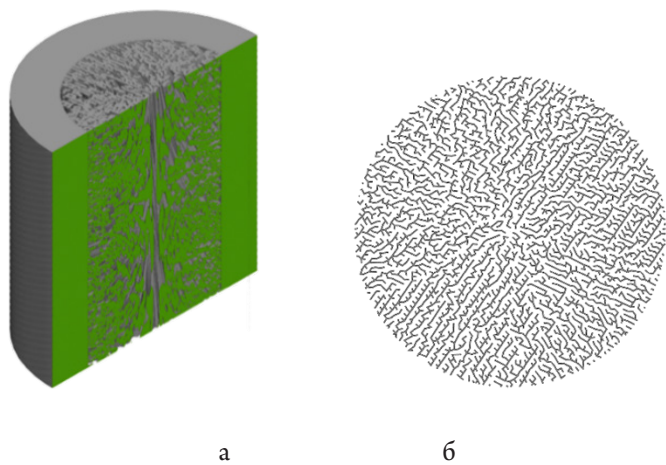


Рис. 1. 3D-модель искусственного керна (а) и ее геометрия заполнения (б) [Мещеряков, 2024]

Fig. 1. 3D-model of the artificial core (a) and its filling geometry (b) [Meshcheryakov, 2024]

Результатом 3D-моделирования будет CAD-модель в формате STL/STEP-файла. В программном комплексе КОМПАС-3D полученная М3D-модель была конвертирована в формат STL для нарезки на слои в программе Anycubic Photon Workshop. Для процесса нарезки модели на слои и последующей печати были определены параметры, представленные в табл. 1.

Табл. 1. Параметры для нарезки модели на слои
Table 1. Parameters for model slicing

Информация о смоле [Anycubic, 2023]	
Смола	High Clear Resin
Состав смолы	oxybis(methyl-2,1-ethanediyl) diacrylate
	Poly(oxy-1,2-ethanediyl),.alpha.,.alpha.'-[(1-methyl- thylidene)di4,1-phenylene]bis[.omega.-[(1-oxo-2-pro- pen-1-yl)oxy]-
	(octahydro-4,7-methano-1H-indenediyl)bis(methylene) diacrylate
	Bisphenol A polyetheenglycol diether dimethacrylate

Окончание таблицы 1
Table 1 (end)

Информация о принтере [Anycubic, 2024]	
Модель фотополимерного принтера	Photon Mono M7 Max
Разрешение печати (X*Y*Z)	46x46x50мкм
Толщина слоя	0,05 мм
Время экспозиции	4,2 с
Время выключения света	2 с
Нижнее время экспозиции	50 с
Количество нижних слоев	5
Высота подъема	8 мм
Скорость подъема	6 мм/с
Скорость ретракта	6 мм/с
Уровень сглаживания	1
Постобработка	
Продувка компрессором	в течение 1 минуты, давление 5 атм
Засветка УФ-лампой	в течение 1 минуты

Численное моделирование проницаемости. Использование КОМПАС-Flow как программного комплекса для анализа М3D-моделей позволяет проводить потоковые исследования, обеспечивая качественную визуализацию течений жидкости или газа через пористые материалы. Основой моделирования служат уравнения Навье–Стокса [KompasFlow, 2023], реализованные методом конечных объемов в стационарной постановке с применением турбулентной модели $k-\epsilon$, что обусловлено характером течения внутри пористой среды. Для получения теоретического значения абсолютной газопроницаемости необходима модель поровых каналов, которая получается путем вычитания из 3D-модели печатаемого керна цилиндра такого же размера, с последующим разбиением на сетку с размером вокселя порядка 6×10^{-5} м, что обеспечивает достаточное разрешение для захвата геометрических особенностей порового пространства. При расчете задаются граничные условия: на цилиндрической поверхности — давление обжима (аналогичное эксперименту), на торцах — поровое давление, с максимальным временным шагом 0,01 с, числом Куранта 50 и допуском геометрических вычислений $1e-8$. Корректность численного решения контролируется по устойчивости ключевых параметров (давление, массовый расход), а отклонение между численным и лабораторным результатом не превышает 5%, что подтверждает адекватность выбранной численной схемы и модели для определения газопроницаемости образца.

Проницаемость рассчитывается на основе уравнения Дарси, которое связывает расход жидкости через пористую среду с градиентом давления, вязкостью жидкости и геометрией среды [Шабаров и др., 2023]. На основе данных моделирования KompasFlow вычисление проницаемости можно выполнить следующим образом:

$$k = \frac{Q \mu L}{S \Delta p},$$

(1)

где k — проницаемость, мДа; Q — объемный расход жидкости, м³/с, определяющийся как среднее значение переменной «Объемный расход»; μ — вязкость жидкости/газа, Па·с, которая задается как начальное условие перед началом фильтрации; S — площадь поперечного сечения, через которую проходит поток, м²; L — длина образца в направлении потока, м; Δp — перепад давления, Па, задается в качестве начального условия как разница давления между входной и выходной границами области моделирования.

Табл. 2. Параметры моделирования для KompasFlow

Table 2. Simulation parameters for KompasFlow

Параметры моделирования		Параметры расчета	
Вещество	Гелий чистый, вязкость 0,0000195 Па·с	CFL	50
Опорное давление	101 325 Па	Макс. шаг по времени	0,01
Опорная температура	298,15 К	Моделируемое время	15
Вектор гравитации > X	0	Визуализационные слои	
Вектор гравитации > Y	0	Слой 1	Плоскость, проходящая через нижнюю стенку модели Переменная = Объемный расход
Вектор гравитации > Z	0	Граничные условия	
Учет гидростатики	Нет	Верхняя плоскость модели	Вход
Толерантность геом. выч.	1e-08	Нижняя плоскость модели	Выход
Внешняя задача	Нет	Боковая поверхность модели	Стенка
ГУ внешней области	Неотражающие	Начальные условия	
Физические процессы	Уравнение движения = Да	Давление боковых стенок цилиндра	500 PSI
	Турбулентность = Да	Давление верхней стенке	200 PSI

Пористость определяется следующим образом:

$$m = \frac{V_n}{V}, \quad (2)$$

где V_n — объем пор, V — объем среды.

Исследование фильтрационно-емкостных свойств. Для измерения открытой пористости цилиндрический образец керна с известной длиной и диаметром помещается в кернодержатель в установке пермеаметра-порозиметра AP-608, где герметизируется с помощью обжима резиновой манжетой при заданном давлении. Для измерений выбирается газ (гелий или азот), который затем выпускается из емкости известного объема в камеру с образцом. Плотн обжимая образец, резиновая манжета позволяет газу занять только поры образца. Разность давлений до и после расширения, согласно закону Бойля–Мариотта, позволяет вычислить объем пор образца. На основе полученного объема пор и известных размеров образца рассчитывается открытая пористость. При измерении коэффициента абсолютной газопроницаемости открывается клапан, который соединяет камеру с керном и емкость известного объема, где находится газ под известным давлением. Далее начинается процесс фильтрации газа через исследуемый образец в окружающую среду. Во время этого процесса программное обеспечение установки записывает показания датчика давления, установленного в емкости с газом, вместе с соответствующими временными значениями. На основании зависимости давления от времени производится расчет коэффициента абсолютной газопроницаемости с учетом поправки Клинкенберга. Для измерения открытой пористости и проницаемости данный цилиндрический образец керна помещался в пермеаметр-порозиметр AP-608, где герметизируется с помощью обжима резиновой манжетой при давлении 500 PSI (3,45 МПа). Для измерений выбирается гелий. При измерении коэффициента абсолютной проницаемости процесс фильтрации газа через исследуемый образец происходил при давлении 200 PSI (1,38 МПа). Все измерения происходили при $t = 25^\circ\text{C}$.

Представленная методика определения абсолютной проницаемости искусственных кернов позволяет провести валидацию численных расчетов проницаемости на основе сравнения проницаемостей, полученных при численном моделировании и измеренных на пермеаметре AP-608, должна показать высокую эффективность для исследованных образцов с проницаемостью выше 10^{-2} мкм². В данном диапазоне проницаемостей фильтрация газа подчиняется линейному закону Дарси, что обеспечивает корректность сопоставления результатов численного моделирования с экспериментальными данными [Коробков, 1968].

Однако необходимо отметить ограничения применимости данного подхода при переходе к низкопроницаемым образцам. Согласно современным исследованиям [Байков, Колонских, 2013], при проницаемости менее $2,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (2,5 мД) в процессе фильтрации начинают проявляться существенные нелинейные эффекты, связанные с отклонением от закона Дарси при низких градиентах давления. Критические гради-

енты давления, при которых наблюдается переход к нелинейной фильтрации, могут достигать значений, сопоставимых с рабочими перепадами давления в стандартных измерительных установках.

Особенно выраженными нелинейные эффекты становятся при исследовании фазовых проницаемостей по воде и многофазной фильтрации в низкопроницаемых образцах. В таких условиях критический градиент давления может увеличиваться на порядок по сравнению с однофазной газовой фильтрацией, что делает результаты стационарных измерений на пермеатре AP-608 недостаточными для валидации численных моделей, основанных на законе Дарси.

Дополнительно следует отметить, что существенную роль в возникновении наблюдаемых нелинейных эффектов при двух- и многофазной фильтрации играют концевые эффекты. Вблизи входного и выходного торцов керна формируются области с неоднородным распределением насыщенности, что обусловлено градиентами капиллярного давления и нарушением квазистационарных условий вытеснения. Эти зоны, как показано в ряде работ, способны вносить значительный вклад в общую фильтрационную кривую, приводя к отклонениям от линейной зависимости расхода от градиента давления даже при умеренных скоростях фильтрации [Макфи, 2015]. Концевые эффекты не только искажают интерпретацию относительных фазовых проницаемостей, но и способствуют появлению эффективной нелинейности в экспериментальных данных, несмотря на формальное соблюдение закона Дарси на уровне локальных уравнений. Это особенно критично для низкопроницаемых искусственных кернов, где масштаб этих эффектов становится сопоставим с длиной образца, что требует корректного учета при построении и валидации моделей многофазного течения.

Таким образом, для корректной валидации искусственных кернов с проницаемостью менее 10^{-3} мкм² потребуются применение специализированных методов определения проницаемости, учитывающих нелинейные эффекты фильтрации, либо использование нестационарных методов измерения, менее чувствительных к проявлению критических градиентов давления.

Результаты исследований

В результате 3D печати были получены четыре образца искусственных кернов, изображенных на рис. 2а.

На рис. 2б показан скол одного из образцов кернов, как можно видеть поверхность имеет пористую структуру.

Результаты численного моделирования проницаемости и пористости модельных кернов представлены в табл. 3. Полученные результаты численного моделирования расхода $Q = 0,001893705$ м³/с и при разностях давления $\Delta p = 1,38$ МПа, подставленные в уравнение (1), с учетом вязкости гелия $\mu = 1,9 \cdot 10^{-5}$ Па·с, площади поперечного сечения нижней стенки $S = 7,07 \cdot 10^{-4}$ м², длины образца $L = 0,03$ м в (1) и дают следующие результаты проницаемости (табл. 3).



Рис. 2. Образцы искусственных кернов, полученных при 3D-печати (а); поперечный скол одного из образцов искусственных кернов (б)
Fig. 2. Samples of synthetic drill cores obtained by 3D printing (a); cross chipping of one of the samples of synthetic drill cores (б)

Табл. 3. Результаты численного моделирования
Table 3. Results of numerical modeling

№ эксперимента	Пористость, %	Проницаемость, мД
Образец 1	30,87	1121,25
Образец 2	30,87	1121,24
Образец 3	30,87	1121,23
Образец 4	30,87	1121,22

Результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств приведены в табл. 4. Установлено, что значение пористости, определяемое с использованием пермеаметра-порозиметра, оказалось почти в два раза ниже. Это обусловлено тем, что данный метод измеряет исключительно открытую пористость, тогда как компьютерное моделирование обеспечивает возможность расчета только абсолютной пористости.

Табл. 4. Результаты лабораторных измерений
Table 4. Results of laboratory measurements

№ эксперимента	Пористость, %	Проницаемость, мД
Образец 1	16,24±0,06	1070,25±0,02
Образец 2	16,26±0,06	1069,87±0,02
Образец 3	16,23±0,06	1070,43±0,02
Образец 4	16,23±0,06	1071,12±0,02

Обсуждение

Значения проницаемости, полученные методом компьютерного моделирования и с использованием пермеметра-порозиметра, отличаются менее чем на 5%. Это свидетельствует о высокой достоверности данных и подтверждает целесообразность применения данного метода для производства микрофлюидных структур.

Незначительные отклонения величины проницаемости между четырьмя образцами свидетельствуют о высокой точности изготовления 3D-печатных кернов.

В рамках этой работы мы оценивали пригодность аддитивно изготовленных кернов из фотополимера Anycubic High Clear Resin для серии фильтрационных и термобарических экспериментов. Тестирование показало, что температура стеклования (T_g) смолы составляет $\sim 75^\circ\text{C}$, а температура деформации при нагрузке 0,45 МПа (HDT) — $\sim 55^\circ\text{C}$ [Anycubic, 2020]. На основании этого мы рекомендуем использовать образцы при температурах не выше 50°C и давлениях до 5 МПа. При таких условиях деформация поровой структуры не превышает 2% (по оценкам по объему), что соответствует допускам для моделирования стандартных фильтрационных процессов.

Выбор образцов диаметром 30 мм и длиной 30 мм был основан на комплексной оценке, включающей как технологические, так и экспериментальные аспекты. Образцы объемом около 3 см^3 представляют собой оптимальный баланс между репрезентативностью геологической гетерогенности и экономической целесообразностью проведения эксперимента, что подтверждается исследованиями [Вонг, 2023]. Диаметр 30 мм хорошо отражает поровую неоднородность породы и совместим с большинством лабораторных установок, что упрощает подготовку и герметизацию образцов в кернодержателях [Иванов, 2008].

Чтобы учесть возможное влияние краевого эффекта ($L/D \geq 2$) [Акинтола, 2014], были изготовлены образцы с длиной 60 мм и 90 мм при том же диаметре 30 мм (рис. 3). Результаты по абсолютной проницаемости показали минимальные различия (менее 3%) между образцами разных длин, что подтверждает отсутствие значимого вклада концевых зон в измерения однофазной газовой фильтрации в используемых условиях. Таким образом, размер 30×30 мм не только является технологически простым и экономичным, но и дает точные результаты, минимизируя влияние краевых эффектов.

Кроме того, при анализе петрофизических свойств и выборе методов их измерения следует учитывать специфику материала. Например, метод материального баланса, который не зависит от электрофизических характеристик, идеально подходит для 3D-печатных образцов, так как основывается на измерении вытесняемого объема или массы жидкости. Для повышения точности измерений важно исключить утечки жидкости, что обеспечивается за счет непроницаемой боковой стенки образца толщиной 10 мм.

Метод удельного электрического сопротивления (УЭС) может быть применен, но требует модификации состава фотополимера для повышения его электропроводности. В качестве добавок можно использовать графен, углеродные нанотрубки или проводящие полимеры (например, полипиррол или полианилин). Также возможно использование растворимых ионных маркеров, таких как хлориды или сульфаты металлов [Комаров, 2021].



Рис. 3. Образцы искусственных кернов, полученных при 3D-печати с длиной 30, 60, 90 мм

Fig. 3. Samples of artificial cores obtained by 3D printing with a length of 30, 60, 90 mm

Методы гамма- и рентгеновского просвечивания могут быть использованы для визуализации распределения насыщенности при условии соответствующей калибровки оборудования под конкретные параметры образца и насыщающей жидкости. Плотность фотополимера, сопоставимая с плотностью осадочных пород, делает эти методы применимыми [Гиар, 2020].

Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) также подходит для использования, поскольку фотополимер не содержит ферромагнитных примесей и не создает значимого фонового сигнала [Разницын, 2022].

Таким образом, предложенные 3D-печатные образцы обладают необходимыми характеристиками для применения большинства распространенных методов контроля насыщенности при условии правильной подготовки и настройки экспериментальной схемы.

Настоящее исследование было сосредоточено на воспроизведении геометрии порового пространства и оценке фильтрационно-емкостных свойств искусственных образцов. Вопросы смачиваемости не рассматривались в рамках данной работы, однако они представляют собой важное направление для дальнейших исследований. В будущем планируется провести сравнительный анализ различных фотополимеров по показателям смачиваемости, а также оценить влияние модификаций рецептуры полимерной смолы и методов постобработки, включая плазменную активацию и нанесение силикатных покрытий, на формирование желаемых смачивающих свойств.

Заключение

Настоящее исследование продемонстрировало возможность применения комплексного подхода к созданию, численному моделированию и экспериментальной оценке 3D-печатных кернов. Использование аддитивных технологий позволило воспроизвести

сложные фрактальные структуры пористых сред с высокой степенью точности, что подтверждается минимальными отклонениями значений проницаемости между экспериментальными и расчетными данными.

Проведенные исследования выявили перспективы целенаправленного управления фильтрационно-емкостными характеристиками искусственных кернов для решения задач нефтегазовой гидродинамики. Возможность точного воспроизведения геометрии поровой структуры и ее адаптации под специфические требования открывает новые горизонты для изучения двухфазной фильтрации, взаимодействия буровых растворов с породами, а также других процессов, требующих стабильности и повторяемости образцов.

В отличие от прозрачных микрофлюидных чипов, предложенные 3D-печатные модели из непрозрачного полимера функционируют при давлениях, приближенных к пластовым, исключая прямую визуализацию потоков, но обеспечивая численную визуализацию фильтрационных процессов в программной среде KompasFlow. Такой подход ориентирован на количественную оценку фильтрационно-емкостных свойств в трехмерных геометриях при условиях, близких к реальным пластовым, что дополняет возможности микрофлюидных технологий в исследовании поровых сред.

Необходимость дальнейшего изучения корреляции между геометрическими параметрами модели и ее фильтрационно-емкостными характеристиками, а также создание базы данных всех возможных вариаций искусственных кернов представляют собой важное направление для будущих исследований. Это обеспечит валидацию результатов численного моделирования и позволит оптимизировать структуру кернов для различных применений.

Таким образом, предложенный методический подход демонстрирует потенциал 3D-печатных кернов в качестве универсального инструмента для экспериментальных исследований пористых сред, создавая основы для разработки новых решений в области моделирования и тестирования нефтегазовых процессов.

Список источников

- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. 2013. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Физика и химия. № 2. С. 46–76.
- Байков В. А., Колонских А. В., Макатров А. К., Политов М. Е., Телин А. Г. 2013. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения // Вестник ОАО «НК «Роснефть». Вып. 31. № 2. С. 4–7.
- Гладких Е. А., Галкин В. И., Хижняк Г. П. 2018. Влияние фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки на величину коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Известия Томского политехнического Университета. Инжиниринг георесурсов. Том 329. № 7. С. 77–85.
- Дерендяев Р. А., Захаров А. А., Мартюшев Д. А., Дерендяев К. А. 2019. Повышение эффективности применения технологии по ограничению водопритока на основании геолого-физических характеристик пластов (на примере месторождений Пермского

- края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Том 330. № 9. С. 154–163. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2264
- Иванов М. К., Калмыков Г. А., Белохин В. С., Корост Д. В., Хамидуллин Р. А. 2008. Петрофизические методы исследования кернового материала: учебное пособие: в 2 кн. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. М.: Изд-во Моск. ун-та. 113 с.
- Комаров Ф. Ф., Парфимович И. Д., Ткачев А. Г., Щегольков А. В., Мильчанин О. В., Бондарев В. В. 2021. Влияние методов формирования полимерных композитных материалов с углеродными нанотрубками на механизмы электропроводности // Журнал технической физики. Том 91. № 3. С. 475–483. DOI: 10.21883/JTF.2021.03.50526.222-20.
- Коробов К. Я., Антипин Ю. В. 1968. О нарушении линейного закона фильтрации при низких градиентах давления // Нефтяное хозяйство. № 8. С. 26–28.
- Латыпова М. Р., Перепонов Д. И., Казаку В. В. [и др.]. 2025. Воспроизведение структуры пустотного пространства Ачимовских песчаников Восточно-Уренгойского месторождения в искусственно созданной геометрии кремниевого микрофлюидного чипа // Георесурсы. Том 27. № 1. С. 63–80. DOI: 10.18599/grs.2025.1.2
- МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. 2015. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.: Издательство «Нефтегаз». 354 с.
- Мещеряков А. А. Технология производства пористых структур аддитивным способом // Всероссийская конференция «XI Школа-семинар молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем “Трансформация нефтегазового комплекса 2030”» под руководством заслуженного деятеля науки Российской Федерации, д. т. н., проф. А. Б. Шабарова: тезисы докладов. (22–25 мая 2024 г., Тюмень, Россия) / отв. ред. Б. В. Григорьев; сост. А. П. Садыкова. Тюмень, 2024.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф. 2018. Вытеснение нефти из пористой среды с использованием графитовой суспензии // Письма в журнал технической физики. Том 44. № 4. С. 3–8. DOI: 10.21883/PJTF.2018.04.45632.16943
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Ездин Б. С., Каляда В. В. 2020. Использование нанофлюидов на основе углеродных наночастиц для вытеснения нефти из модели пористой среды // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. № 4 (24). С. 141–157. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-4-141-157
- Разницын А. В. 2022. Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керна (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Недропользование. Том 22. № 3. С. 109–115. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.2
- Фомкин А. В., Гришин П. А. 2018. Способ создания синтетического образца керна с использованием трехмерной печати и компьютерной рентгеновской томографии: пат. RU 2651679 / C1 Российская Федерация. № 2016151903; заявл. 28.12.2016; опубл. 23.04.2018. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2651679C1_20180423?ysclid=ma3tna7re2881417488 (дата обращения: 06.04.2025).
- Шабаров А. Б., Григорьев Б. В., Кузина О. А. [и др.]. 2023. Фазовые проницаемости при фильтрации водонефтяных смесей: учебное пособие / под ред. А. Б. Шабарова. Тюмень: ТюмГУ-Press, 2023. 204 с.

- Шабаров А. Б., Шаталов А. В. 2016. Геометрическая модель порового пространства для расчета фильтрации нефти и воды // IX школа-семинар молодых ученых «Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии». Тюмень: Изд-во Тюм. гос. ун-та. С. 172–183.
- Юрьев А. В., Белозеров И. П., Шулев В. Е. 2014. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного ядра // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. № 1. С. 342–345.
- Akintola S. A., Oriji A. B., Bala Z. 2014. The use of length/diameter ratio to determine the reliability of permeability data from core samples // American Journal of Engineering Research (AJER). Vol. 3, No. 6. Pp. 186–194.
- Anycubic. 2023. High Clear Resin. Safety Data Sheet. Revision 1.0. Issue date: 12/01/2023. URL: https://cdn.shopify.com/s/files/1/0245/5519/2380/files/EN_SDS_High_Clear_Resin__SDS_SGS_GHS_ANNEXII_CLP_2023112_SGS-SHENZHEN-21_Shenzhen_Anycubic_Technology_Co._Ltd_fcbe4ff-621a-4392-bd0e-e427fef5c9cf.pdf?v=1685501027 (дата обращения: 27.01.2025).
- Anycubic. 2024. Photon Mono M7 Max. User Manual. URL: https://wiki.anycubic.com/m7-max/monophoton_mono_m7_max-en-v0.0.2.pdf (дата обращения: 27.01.2025).
- Bazazi P., Sanati-Nezhad A., Hejazi S. H. 2019. Role of chemical additives on water-based heavy oil mobilization: A microfluidic Approach // Fuel. 2019. Vol. 241. Pp. 1195–1202. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.12.099
- Ezdin B. S., Pakharukov Y. V., Kalyada V. V., Shabiev F. K., et al. 2022. The novel method of synthesis of nanostructured materials for the enhancing recovery in oil displacement technologies // Catalysis Today. Vol. 397–399. Pp. 249–256. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2021.09.024>
- Gear J. I., Cummings C., Sullivan J., Cooper-Rayner N., Downs P., Murray I., Flux G. D. 2020. Radioactive 3D printing for the production of molecular imaging phantoms // Physics in Medicine and Biology. Vol. 65, No. 17. Article. 175019. DOI: 10.1088/1361-6560/aba40e
- Hele-Shaw H. S. 1898. Flow of water // Nature. Vol. 58. No. 1509. Pp. 520. DOI: 10.1038/058034a0
- KompasFlow. 2023. Система гидродинамического и термодинамического экспресс-анализа для КОМПАС-3D. Версия программы 22.0.0. Версия документации 09.06.2023. URL: https://flowvision.ru/images/2023/pdf/KompasFlow_rus.pdf (дата обращения: 27.01.2025).
- Martyushev D. A., Govindarajan S. K. 2021. Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for Killing oil wells // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. Vol. 34. No. 7. Pp. 408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007
- Martyushev D. A., Vinogradov J. 2021. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. Vol. 612. Article 125998. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125998
- Pakharukov Yu. V., Shabiev E. K., Safargaliev R. F., Simonov A. S., Ezdin B. S., Zarvin A. E., Kalyada V. V. 2020. The use of nanoparticles to displace oil from a porous medium // Journal

- of Physics: Conference Series. Vol. 1683. Article 022082. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1683/2/022082>
- Saadat M., Yang J., Dudek M., et al. 2021. Microfluidic investigation of enhanced oil recovery: The effect of aqueous floods and Network wettability // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 203. Article 108647. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108647
- Song W., de Haas T. W., Fadaei H., Sinton D. 2014. Chip-off-the-old-rock: the study of reservoir-relevant geological processes with Real-rock micromodels // *Lab on a Chip*. Vol. 14. No. 22. Pp. 4382–4390. DOI: 10.1039/C4LC00608A
- Xiaolong Peng, Xiangzeng Wang, Xiang Zhou, et al. 2021. Lab-on-a-chip systems in imbibition processes: A review and applications/issues for studying tight formations // *Fuel*. Vol. 306. Article 121603. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.121603
- Xuezhi Zhao, Yujun Feng, Guangzhi Liao, Weidong Li. 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. DOI: 10.1016/j.jcis.2020.06.019
- Wang Q., Hu Q., Zhao C., Wang Y., Zhang T., Ilavsky J., Sun M., Zhang L., Shu Y. 2023. Sample size effects on petrophysical characterization and fluid-to-pore accessibility of natural rocks // *Nanomaterials*. Vol. 13. No. 10. P. 1651. DOI: 10.3390/nano13101651

References

- Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Physico-chemical methods for enhancing oil recovery of reservoirs. *University of Saint Petersburg Herald*, 2, 46–76. [In Russian]
- Baikov, V. A., Kolonskikh A. V., Makatrov A. K., Politov M. E., & Telin A. G. (2013). Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory core tests of the Priobskoye field. *Vestnik of OJSC NK Rosneft = Bulletin of OJSC NK Rosneft*, 31(2), 4–7. [In Russian]
- Gladkikh, E. A., Galkin, V. I., & Khizhnyak, G. P. (2018). Influence of filtration and capacitive properties of development objects on the oil displacement factor under various geological and physical conditions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(7), 77–85. [In Russian]
- Derendyaev, R. A., Zakharov, L. A., Martyushev, D. A., & Derendyaev, K. A. (2019). Enhancing the efficiency of water influx restriction technology based on geological and physical characteristics of reservoirs (case study of Perm region deposits). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 330(9), 154–163. DOI: 10.18799/24131830/2019/9/2264 [In Russian]
- Ivanov, M. K., Kalmykov, G. A., Belokhin, V. S., Korost, D. V., & Khamidullin, R. A. (2008). *Petrophysical methods of core material research: In 2 books. Book 2: laboratory methods of petrophysical core material research*. Moscow University Press. [In Russian]
- Komarov, F. F., Parfimovich, I. D., Tkachev, A. G., Shchegolkov, A. V., Milchanin, O. V., & Bondarev V. V. (2021). Influence of polymer composite formation methods with carbon nanotubes on conductivity mechanisms. *Journal of Technical Physics*, 91(3), 475–483. <https://doi.org/10.21883/JTF.2021.03.50526.222-20> [In Russian]
- Korobov, K. Ya., & Antipin, Yu. V. (1968). On the violation of the linear filtration law at low pressure gradients. *Oil Industry*, 8, 26–28. [In Russian]

- Latypova, M. R., Pereponov, D. I., Kazaku, V. V., et al. (2025). Reproduction of the pore structure of Achimov sandstones from the East-Urengoy field in artificially created geometry of a silicon microfluidic chip. *Georesursy = Geological Assets*, 27(1), 63–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.2> [In Russian]
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core analysis: A best practice guide*. Neftgaz Publishing. [In Russian]
- Meshcheryakov, A. A. (2024). *Technology of producing porous structures by additive manufacturing*. Proceedings of the All-Russian Conference “XI School-Seminar for Young Scientists on Thermophysics and Mechanics of Multiphase Systems ‘Transformation of the Oil and Gas Complex 2030’” under the guidance of the Honored Scientist of the Russian Federation, Doctor of Technical Sciences, Prof. A. B. Shabarov (May 22–25, Tyumen, Russia). [In Russian]
- Pakharukov, Y. V., Shabiev, F. K., & Safargaliev, R. F. (2018). Oil displacement from a porous medium with the aid of a graphite suspension. *Technical Physics Letters*, 44(4), 3–8. <https://doi.org/10.21883/PJTf.2018.04.45632.16943> [In Russian]
- Pakharukov, Y. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., Ezdin, B. S., & Kalyada, V. V. (2020). The use of nanofluids based on carbon nanoparticles for oil displacement from a porous medium model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(4), 141–157. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-4-141-157> [In Russian]
- Raznitsyn, A. V. (2022). Interpretation of NMR core study data in laboratory work complex (case study of terrigenous deposits in the Timan-Pechora petroleum province). *Nedropolzovanie = Subsurface Use*, 22(3), 109–115. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.3.2> [In Russian]
- Fomkin, A. V., & Grishin, P. A. (2018). Method for creating a synthetic core sample using 3d printing and computed X-ray tomography (R. F. Patent No. 2651679). C1 Russian Federation. https://yandex.ru/patents/doc/RU2651679C1_20180423 [In Russian]
- Shabarov, A. B., Grigoryev, B. V., Kuzina, O. A., et al. (2023). *Phase permeabilities during the filtration of water-oil mixtures: Textbook*. UTMN-Press. [In Russian]
- Shabarov, A. B., & Shatalov, A. V. (2016). Geometric model of pore space for calculating oil and water filtration. *Thermophysics, Heat Engineering, Hydrogasodynamics. Innovative Technologies*. Tyumen State University Press. Pp. 172–183. [In Russian]
- Yuriev, A. V., Belozerov, I. P., & Shulev, V. E. (2014). Determination of relative phase permeabilities and oil-water displacement ratios on full-size core samples. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh = Issues of Hydrocarbon and Mineral Deposit Development*, 1, 342–345. [In Russian]
- Akintola, S. A., Oriji, A. B., & Bala, Z. (2014). The use of length/diameter ratio to determine the reliability of permeability data from core samples. *American Journal of Engineering Research (AJER)*, 3(6), 186–194.
- Anycubic. (2023). *High Clear Resin. Safety Data Sheet. Revision 1.0. Issue date: 12/01/2023*. https://cdn.shopify.com/s/files/1/0245/5519/2380/files/EN_SDS_High_Clear_Resin__SDS_SGS_GHS_ANNEXII_CLP_2023112_SGS-SHENZHEN-21_Shenzhen_Anycubic_Technology_Co._Ltd_fcbe4ff-621a-4392-bd0e-e427fef5c9cf.pdf?v=1685501027
- Anycubic. (2024). *Photon Mono M7 Max. User Manual*. https://wiki.anycubic.com/m7-max/photon_mono_m7_max-en-v0.0.2.pdf

- Bazazi, P., Sanati-Nezhad, A., Hejazi, S. H. (2019). Role of chemical additives on water-based heavy oil mobilization: A microfluidic Approach. *Fuel*, 241, 1195–1202. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.12.099
- Ezdin, B. S., Pakharukov, Y. V., Kalyada, V. V., Shabiev, F. K., et al. (2022). The novel method of synthesis of nanostructured materials for the enhancing recovery in oil displacement technologies. *Catalysis Today*, 397–399, 249–256. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2021.09.024>
- Gear, J. I., Cummings, C., Sullivan, J., Cooper-Rayner, N., Downs, P., Murray, I., & Flux, G. D. (2020). Radioactive 3D printing for the production of molecular imaging phantoms. *Physics in Medicine and Biology*, 65(17), art. 175019. DOI: 10.1088/1361-6560/aba40e
- Hele-Shaw, H. S. (1898). Flow of water. *Nature*, 58(1509), 520. DOI: 10.1038/058034a0
- KompasFlow. (2023). Rapid hydrodynamic and thermodynamic analysis system for COM-PASS-3D. Program version 22.0.0. Documentation version 09.06.2023. https://flowvision.ru/images/2023/pdf/KompasFlow_rus.pdf
- Martyushev, D. A., Govindarajan, S. K. (2021). Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for Killing oil wells. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 34(7), 408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007
- Martyushev, D. A., Vinogradov, J. (2021). Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 612, art. 125998. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2020.125998
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, E. K., Safargaliyev, R. F., Simonov, A. S., Ezdin, B. S., Zarvin, A. E., & Kalyada, V. V. (2020). The use of nanoparticles to displace oil from a porous medium. *Journal of Physics: Conference Series*, 1683, art. 022082. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1683/2/022082>
- Saadat, M., Yang, J., Dudek, M., et al. (2021). Microfluidic investigation of enhanced oil recovery: The effect of aqueous floods and Network wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, art. 108647. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108647
- Song, W., de Haas, T. W., Fadaei, H., & Sinton, D. (2014). Chip-off-the-old-rock: the study of reservoir-relevant geological processes with Real-rock micromodels. *Lab on a Chip*, 14(22), 4382–4390. DOI: 10.1039/C4LC00608A
- Xiaolong Peng, Xiangzeng Wang, Xiang Zhou, et al. (2021). Lab-on-a-chip systems in imbibition processes: A review and applications/issues for studying tight formations. *Fuel*, 306, art. 121603. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.121603
- Xuezhi Zhao, Yujun Feng, Guangzhi Liao, & Weidong Li. (2020). Visualizing in-situ emulsification in porous media during surfactant flooding: A microfluidic study. *Journal of Colloid and Interface Science*, 578, 629–640. DOI: 10.1016/j.jcis.2020.06.019
- Wang, Q., Hu, Q., Zhao, C., Wang, Y., Zhang, T., Ilavsky, J., Sun, M., Zhang, L., & Shu, Y. (2023). Sample size effects on petrophysical characterization and fluid-to-pore accessibility of natural rocks. *Nanomaterials*, 13(10), 1651. DOI: 10.3390/nano13101651

Информация об авторах

Александр Ахатович Мещеряков, аспирант, кафедра прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
meshcheryakov.a.a@outlook.com, <https://orcid.org/0009-0006-6240-0415>

Фарид Канафеевич Шабиев, кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
faridshab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0551-3836>

Information about the authors

Alexander A. Meshcheryakov, Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
meshcheryakov.a.a@outlook.com, <https://orcid.org/0009-0006-6240-0415>

Farid K. Shabiev, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
faridshab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0551-3836>