

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.2>

УДК 550.8.023

Воспроизведение структуры пустотного пространства ачимовских песчаников Восточно-Уренгойского месторождения в искусственно созданной геометрии кремниевого микрофлюидного чипа

М.Р. Латыпова^{1,2*}, Д.И. Перепонов^{1,3}, В.В. Казаку^{1,3}, А. Щербакова⁴, И.Г. Марясев⁵, Р.А. Мухин⁵,
Е.Д. Шилов^{1,3}, А.Н. Черемисин^{1,3}, В.Л. Косоруков², В.В. Чуркина², М.А. Тархов⁶, В.А. Штинов⁷,
Т.Э. Нигматуллин⁷, Э.С. Батыршин⁷, И.В. Самсонов⁸

¹ООО «ЛАБАДВАНС», Москва, Россия

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

³Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

⁴Университет нефти и минералов им. короля Фахда, Дахран, Саудовская Аравия

⁵ООО «Системы для микроскопии и анализа», Москва, Россия

⁶Институт нанотехнологий микроэлектроники РАН, Москва, Россия

⁷ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

⁸АО «РОСПАН ИНТЕРНЕТШЛ», Новый Уренгой, Россия

Разработана уникальная методика воспроизведения структуры пустотного пространства низкопроницаемого коллектора в кремниевом микрофлюидном чипе, которая обеспечивает повторяемость ключевых параметров структуры пустотного пространства: проницаемость; распределение пор по размеру; средний диаметр каналов; извилистость каналов, соотношение макро- к микропористости по данным цифрового ядра. Разработанная методика позволяет в точности копировать геометрию пор образца ядра с микротомографических снимков и воссоздавать ее внутри микрофлюидного чипа.

По данной схеме разработаны искусственные структуры пустотного пространства для трех образцов ачимовских песчаников различной проницаемости. Проведенный расширенный комплекс геолого-минералогических исследований на этих образцах позволит распространить результаты будущих фильтрационных тестов на породы со схожими минералогическими характеристиками и фильтрационно-емкостными свойствами.

С целью воссоздания структуры неоднородной смачиваемости реальной горной породы в кремниевом-боросиликатном микрофлюидном чипе разработан качественно новый метод частичной гидрофобизации искусственно созданного пустотного пространства в микрочипе, который заключается в плавном вытеснении пластовой воды из структуры чипа гидрофобизатором.

В настоящей работе впервые применен комплексный многопрофильный подход для воспроизведения структуры пустотного пространства ядра внутри микрофлюидного чипа. В будущем данная методика будет совершенствоваться, чтобы результаты фильтрационных тестов на микрофлюидных чипах еще более достоверно отражали движение флюидов внутри пласта.

Ключевые слова: микрофлюидный чип, низкопроницаемый коллектор, ачимовский клиноформенный комплекс, фильтрационно-емкостные свойства, искусственно созданная структура пустотного пространства, цифровой ядро, литолого-минералогический комплекс исследований, неоднородная смачиваемость, модификация смачиваемости

Для цитирования: Латыпова М.Р., Перепонов Д.И., Казаку В.В., Щербакова А., Марясев И.Г., Мухин Р.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н., Косоруков В.Л., Чуркина В.В., Тархов М.А., Штинов В.А., Нигматуллин Т.Э., Батыршин Э.С., Самсонов И.В. (2025). Воспроизведение структуры пустотного пространства ачимовских песчаников Восточно-Уренгойского месторождения в искусственно созданной геометрии кремниевого микрофлюидного чипа. *Георесурсы*, 27(1), с. 63–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.2>

* Ответственный автор: Маргарита Рубеновна Латыпова
e-mail: latypova@labadvance.net

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Введение

Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ) является важным и перспективным направлением в области нефтегазовой геологии. Наибольший интерес представляют малоисследованные территории, которые характеризуются низкой изученностью бурением, такие как северные области Западно-Сибирской плиты (Гыданская, Ямальская, Надым-Пуровская, Енисей-Хатангская, Пур-Тазовская нефтегазовые области). Главным объектом исследования становится все чаще ачимовский клиноформенный комплекс (пласты Ач5–Ач6) ранневаланжинского возраста (K1v1), который залегает на отложениях баженовского горизонта или подачимовской толщи (Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания..., 1991). Однако несмотря на всю перспективность разработки, исследуемые отложения относятся к низкопроницаемым коллекторам в связи с глубоководными условиями формирования ачимовского клиноформенного комплекса и большими глубинами залегания продуктивных пластов (Курчиков и др., 2013). Для промышленной разработки таких отложений почти всегда используют гидравлический разрыв пласта (Паникаровский и др., 2020). Более того, в отложениях ачимовской толщи на севере Западно-Сибирской плиты отмечаются аномально высокие пластовые давления и частые прорывы водонефтяного контакта (Кузнецов и др., 2017). Эти особенности затрудняют разработку УВ залежей и требуют специальной методики изоляции водопритоков с формированием блокирующего экрана для миграции вод и с сохранением фильтрационных характеристик участков, насыщенных УВ. Для того, чтобы осуществлять такие сложные мероприятия в процессе разработки нефтегазовых месторождений, необходимо провести предварительные фильтрационные эксперименты на образцах керна, чтобы правильно выбрать химический состав реагентов и подобрать оптимальные условия.

Большая проблема подобных экспериментов заключается в дороговизне исследований, а также в том, что невозможно использовать один образец для проведения большого количества ступенчатых фильтрационных тестов. После воздействия различными растворами и реагентами, керновый материал часто разрушается, что приводит к замене образца и не обеспечивает стопроцентную повторяемость полученного результата. В контексте указанной проблемы логичной выглядит замена структуры пустотного пространства (СПП) реального керна на аналогичную искусственно-созданную геометрию внутри кремниевого микрофлюидного чипа.

Микрочип представляет собой композитное устройство, которое содержит определенную пористую среду с входными отверстиями. Такая СПП может быть представлена как простыми каналами, так и структурами, совпадающими по своим свойствам с реальным керном. Сложная сеть микрофлюидных каналов используется для оптимизации параметров моделирования двухфазного несмешивающегося потока в пористой системе, которая достаточно сложна для измерения параметров потока и относительно проста для определения точной геометрии канала, необходимой для построения 3D-модели.

Проведение фильтрационных тестов с использованием кремниево-стеклянных микрофлюидных чипов

широко известно в настоящее время по ряду российских (Pereponov et al., 2023; Scerbacova et al., 2023; Dorhjie et al., 2024; и др.) и зарубежных работ (Lifton, 2016; Lei et al., 2022; и др.). В том числе известны работы, посвященные созданию геометрии порового пространства в кремниевом микрофлюидном чипе на основании комплекса литолого-минералогических исследований образца породы-прототипа (Gunde et al., 2010, 2011). В этих работах основные параметры СПП, такие как размер и геометрия пор, толщина, длина и извилистость каналов, рассматриваются как производная от вмещающей их минеральной матрицы. Особая роль в таких исследованиях отводится соотношению литолого-минералогических характеристик породы с ее СПП по данным микротомографии (МКТ) (Bera et al., 2011, 2012).

Еще один важный момент, который стоит затронуть при обсуждении актуальности настоящих исследований, – это перспектива распространения проведенных микрофлюидных экспериментов на отложения с похожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Дело в том, что рано или поздно после проведения серии удачных фильтрационных тестов на микрофлюидных чипах встает вопрос о том, можно ли применять полученные результаты на отложениях с территориями соседних месторождений. Схожести значений ФЕС, полученных поточными измерениями газоволюметрическим методом, недостаточно, ведь этот метод не предоставляет никаких данных о морфологии пустотного пространства, лишь о значении пористости и проницаемости образца керна. В таком случае, для получения дополнительной информации вновь приходится делать дорогостоящие МКТ исследования с построением трехмерной карты СПП, но уже по образцам с территории соседнего месторождения. По мнению авторов настоящей работы, этой дополнительной операции можно избежать, если детально изучить литолого-минералогические свойства исследуемых образцов-прототипов. Ведь именно сама минеральная матрица является определяющим признаком, который контролирует морфологию пустотного пространства породы.

Таким образом, цель настоящей работы – наиболее точно воссоздать СПП низкопроницаемых ачимовских песчаников внутри микрофлюидного чипа для дальнейшего проведения сложных многофазных фильтрационных тестов. Помимо этого, требуется выявить особенности минеральной матрицы ачимовских песчаников пласта Ач5 с территории Восточно-Уренгойского месторождения, которые наиболее интенсивно повлияли на СПП исследуемых пород. В конечном итоге, на основании комплекса проведенных исследований необходимо внутри искусственно-сгенерированной СПП в микрочипе создать структуру неоднородной смачиваемости, которая будет наиболее приближена к пластовым условиям.

Материалы и методы

Материалом для настоящей работы послужили 3 образца керна стандартного размера 80 × 40 мм, а также добор цилиндрического мини-керна (10 × 4 мм) от каждого стандартного образца пласта Ач5 ачимовской толщи Восточно-Уренгойского месторождения. От цилиндра стандартного размера были отобраны доборы



Рис. 1. План общего комплекса исследований стандартного образца ядра ачимовского песчаника и мини-ядра (фрагмента стандартного цилиндрического образца)

для проведения литологического описания петрографических шлифов (аналитик В.В. Чуркина) и рентгеноструктурного анализа (РСА) валовой и глинистой проб (рис. 1). На образце мини-ядра проводилась МКТ с насыщением и изучение минерального состава образца под электронным микроскопом (scanning electron microscope, SEM).

В Сколковском институте науки и технологий проводились исследования мини-ядер на базе рентгеновской системы для компьютерной томографии v|tome|x L240 (GE Sensing & Inspection Technologies GmbH, Германия) (аналитик А.И. Морковкин). Для полного учёта пористости выполнены съемки в двух типах контраста – с порами, заполненными воздухом, и с газовым контрастом (насыщение ксеноном под давлением 29 бар). Выделение субмикронного пространства осуществлялось методом трехмерной визуализации ФИП/РЭМ (фокусированный ионный пучок / растровая электронная микроскопия) с ксеноном. По результатам проведенных работ были построены трехмерные цифровые модели пустотного пространства, которые включали в себя микро- и макропористость. Данные субмикронного сканирования и МКТ были предварительно обработаны, для повышения качества изображений проведена фильтрация шумов и выравнивание изображения для улучшения точности совмещения. Совмещение проводилось в ПО Avizo, алгоритмы которого включали в себя использование контрольных точек, выявленных на изображениях МКТ и субмикронного сканирования. На основании результатов цифрового моделирования далее производился расчет ФЕС в ПО GeoDict (аналитик В.В. Казаку).

На базе Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова (МГУ им М.В. Ломоносова) были изготовлены шлифы на эпоксидной смоле с покровным стеклом, толщина составила 0,02 мм. Описание и фотографирование петрографических шлифов было выполнено с использованием микроскопа Olympus BX53P и стереомикроскопа Olympus SZX16 (Япония), приобретенных по программе развития МГУ. РСА предварительно обработанных проб проводился на рентгеновском дифрактометре Rigaku MiniFlex 600 (Япония) (аналитик В.Л. Косоруков). РСА глинистой фракции проводился на первично обработанной, отмученной в дистиллированной воде пробе размерностью < 0,001 мм.

Исследования образцов под SEM осуществлялось в компании ООО «Системы для микроскопии и анализа» (аналитик Р.А. Мухин). Пробоподготовка включала в себя обработку фрагмента мини-ядра

на полировально-шлифовальном станке Struers Labopol-5 (Швейцария). Контроль качества получаемой поверхности осуществлялся с помощью оптического микроскопа «Leica DM LB 2» (Германия). Напыление токопроводящего слоя на отполированную поверхность аншлифа производилось с помощью установки SPI-Module Carbon Coater (Канада). Для изучения образцов под электронным микроскопом использовалась однолучевая аналитическая система FEI Teneo (США) с двумя микрорентгеноспектральными энерго-дисперсионными детекторами Bruker Xflash 6/30 (Германия). Автоматизированное определение минерального состава и построение мультимасштабной карты поверхности образца осуществлялось по технологии Maps-Mineralogy. Для обработки полученных результатов использовалось ПО: MAPS-3.1, ESprite-2.1.

Измерение значений контактного угла методом сидячей капли (Mittal, 2004) производилось при помощи лабораторного прибора Kruss DSA 30S (Германия) в Сколковском институте науки и технологий (аналитик А. Щербакова). На поверхность образцов помещали капли воды объемом 4 мкл, затем проводилось измерение контактного угла нескольких капель на поверхности ядра сразу после формирования капли и после 10 секунд растекания капли.

Генерация СПП для кремниевого микрочипа производилась на основании результатов цифрового моделирования по данным МКТ (аналитик Д.И. Перепонов). С набора МКТ снимков считывались и заносились в отдельную базу данных контуры пор. В результате был создан массив данных с порами, отсортированных по размеру. При этом в базу данных попадали как макро-, так и микропоры. Связность между порами создана с помощью сегментации водораздела. Более подробно методика генерации искусственно-созданной СПП описана в главе «Результаты».

Изготовление микрофлюидных кремниевых чипов со стеклянным покрытием проводилось в Институте нанотехнологий микроэлектроники РАН (ИНМЭ РАН) под руководством М.А. Тархова. Процесс изготовления кремниево-стеклянных микрофлюидных чипов напоминает стандартные процедуры, используемые в микроэлектронной промышленности. На первом этапе кремниевая подложка была очищена с использованием гидродинамической технологии. После этого на кремниевую подложку был нанесен фоторезист (PR) толщиной 2 мкм с предварительным покрытием гексаметилдисилоксаном для улучшения сцепления фоторезиста с подложкой. Затем рисунок микроканала был создан с помощью лазерной

литографии с последующим проявлением фоторезиста в водном растворе гидроксида калия. Далее, технология Bosch была использована для глубокого анизотропного травления кремния на заданную глубину. После процесса травления кремния происходит удаление остаточного защитного пассивирующего слоя и фоторезиста в кислородной плазме. Затем происходит создание сквозных каналов для ввода/вывода жидкости с помощью лазерной абляции. Заключительный этап представляет собой анодное сращивание кремниевой пластины с боросиликатным стеклом.

Гидрофобизация макропор в искусственно созданной СПП в кремниевом микрочипе производилась путем первичной закачки аналога пластовой воды в микрофлюидный чип, а затем с помощью ее последующего вытеснения раствором-гидрофобизатором и задержки этого раствора в СПП на 4 часа. В качестве гидрофобизатора использовалась стеариновая кислота 98,5% (Sigma), разбавленная в декане (концентрация кислоты 0,01 моль/л или 2,8448 г/л). Для оценки степени вытеснения пластовой воды стеариновой кислотой, вода была подкрашена флюоресцентным красителем, чтобы разницу фаз было отчетливо видно под флюоресцентным микроскопом. Таким образом, путем двухэтапной закачки в искусственно созданную СПП микрофлюидного чипа, имитирована неоднородная смачиваемость, характерная для песчаных коллекторов газоконденсатных месторождений.

Результаты

МКТ образцов мини-керна, построение цифровых моделей

По результатам проведенных МКТ исследований построены три цифровые модели образцов мини-керна пород-коллекторов из пласта Ач5 с целью получения репрезентативных численных характеристик морфометрии порового пространства и ФЕС для создания дизайна микрофлюидных чипов-двойников с тремя различными коэффициентами проницаемости (Кпр): 0,38; 2,04; 9,86 мД (рис. 2). Для каждой модели были определены основные параметры, характеризующие пустотное пространство, а именно:

1. Проницаемость (рис. 2а);
2. Пористость (рис. 2б);
3. Извилистость каналов (рис. 2с);
4. Соотношение диаметров поровых пространств (рис. 2д);
5. Объемная доля поровых каналов (рис. 2е) и пор (рис. 2ф), а именно распределение каналов и пор по размерам.

По результатам цифрового моделирования выявлено, что все три образца имеют различные значения пористости и Кпр. В модели были учтены как микро- так и макропористость. Наиболее сильно отличаются Кпр, которые варьируют от 0,38 мД в самом низкопроницаемом образце до 9,86 мД в самом высокопроницаемом образце. Значения пористости также отличаются, но менее значительно (5,35–9,86%).

Извилистость каналов, а именно отклонение действительной длины пути фильтрационного потока от длины образца горной породы (Ромм, 1985), по данным цифрового моделирования изменяется в трех образцах незначительно (от 1,2 до 1,8). Соотношение диаметров

поровых пространств, т.е. отношение диаметра поры к диаметру порового канала, во всех трех образцах также отличается незначительно. При этом объемная доля пор и поровых каналов также схожа для трех образцов. В среднем, диаметр порового канала составляет от 5 до 10 мкм, средний диаметр поры варьируется от 15 до 20 мкм. Таким образом выявлено, что в трех образцах среди всех расчетных характеристик пустотного пространства наиболее отличается Кпр.

Генерация структуры микрофлюидных чипов

Геометрия пустотного пространства внутри кремниевого микрофлюидного чипа разработана на основании данных цифрового керна породы-прототипа. Процесс создания геометрии микрофлюидного чипа можно разделить на следующие этапы.

1. Первоначально куб цифровой модели (рис. 2) переводится в набор черно-белых изображений. На каждом бинаризованном снимке (более 1000 слоев) (рис. 3а) с помощью специализированной программы были выделены контуры пор (рис. 3б), каждая из которых попадала в единый массив данных. Стоит отметить, что каждая макропора сохранялась в этот массив с прилегающей микропористостью.

2. Далее происходит работа с созданным массивом данных, который содержит в себе информацию о геометрии пор. В каждую сохраненную в массив пору неправильной геометрии вписывается группа окружностей максимального радиуса (рис. 3с), что позволяет отсортировать поры в массиве данных по их диаметру. Каждая пора сохраняется в массив данных с сопутствующей информацией о количестве и размере окружностей, вписанных в пору.

3. Следующим этапом, имея набор отсортированных по размеру пор, производится их перенос в нужном размерном соотношении на маску стандартного размера. Эталонное соотношение пор по размеру берется из результатов цифрового моделирования (рис. 3д). Получившееся изображение отображает реальное распределение пор по размеру, однако все поры не связаны между собой (рис. 3д).

4. Для добавления связности искусственно созданной геометрии используется сегментация методом водораздела, которая представляет собой процесс выделения контуров, основанный на выявлении участков изображения с наибольшим абсолютным значением градиента (Beucher, Lantuejoul, 1979). Изображение в таком случае представляется в качестве геоморфологической карты с возвышенностями и локальными минимумами (рис. 3е1). В более поздних работах описаны различные алгоритмы преобразования водораздела (Beucher, 1991, Beucher, Meyer, 1993). В данном случае, при создании геометрии микрофлюидного чипа, сегментация методом водораздела применяется для нахождения пространства между порами. Размер зон контролируется параметрами размытия (рис. 3е2). После создания каналов, их ширина и глубина травления выбраны таким образом, чтобы Sobolus средний диаметр поровых каналов из данных цифрового моделирования.

5. Как упоминалось ранее, на искусственную геометрию микрофлюидного чипа переносится не только макро-, но и микропористость. Описание таких зон малого

Модели, полученные по результатам цифрового моделирования

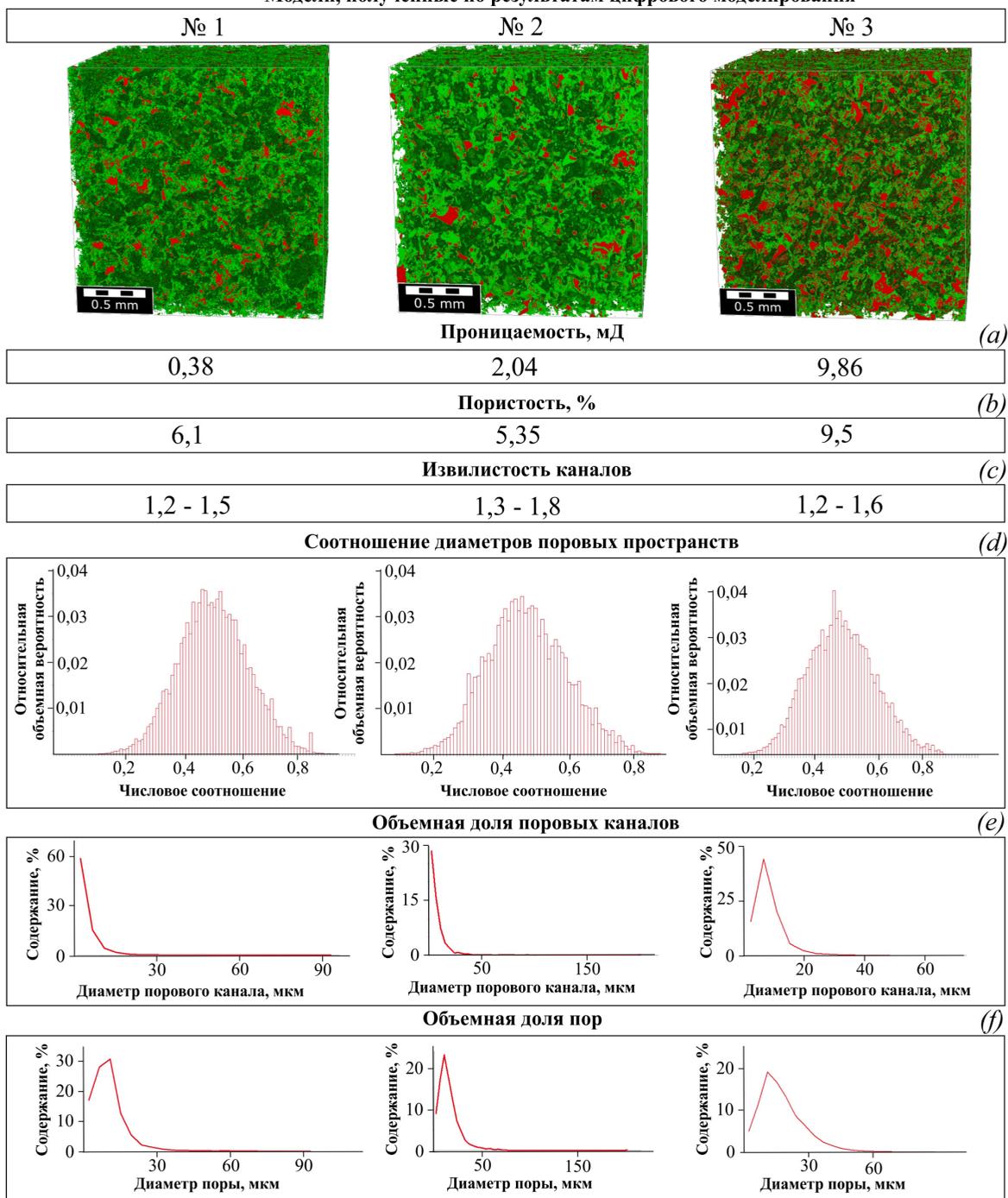


Рис. 2. Результаты цифрового моделирования трех исследуемых образцов по данным GeoDict с рассчитанными значениями пористости, проницаемости, соотношениями диаметров поровых пространств, объемных долей пор и поровых каналов

размера является задачей нетривиальной, поэтому было решено описать микропористость как решетку, состоящую из элементов 0,8 на 0,8 мкм (рис. 3f). Также для микропор в будущем будет выбрана другая глубина травления кремневой пластины с целью сохранить их микронный размер в микрофлюидном двойнике.

6. Для полученной геометрии далее необходимо рассчитать итоговый Кпр в симуляторе GeoDict, чтобы сравнить ее с той, что получилась по данным цифрового моделирования. Расчет Кпр производился путем моделирования процесса закачки УВ фазы через искусственно созданную СПП (рис. 3g). В случае, если проницаемость искусственной геометрии не соответствовала той,

что получилась по результатам цифрового моделирования, производились модификации геометрии. В конечном итоге, после нескольких повторений описанной операции нужные параметры ФЕС были достигнуты.

По вышеописанной процедуре созданы искусственные геометрии микрофлюидных чипов для трех цифровых моделей с различными Кпр: 0,38; 2,04; 9,86 мД. Далее по полученным геометриям изготовлены микрофлюидные чипы размером 4 на 1,2 см (толщина чипов 1 мм), при этом размер искусственно созданной геометрии с вытравленными порами и каналами составляет 2 на 6 мм. На рис. 4 представлены фотографии изготовленных микрофлюидных чипов.

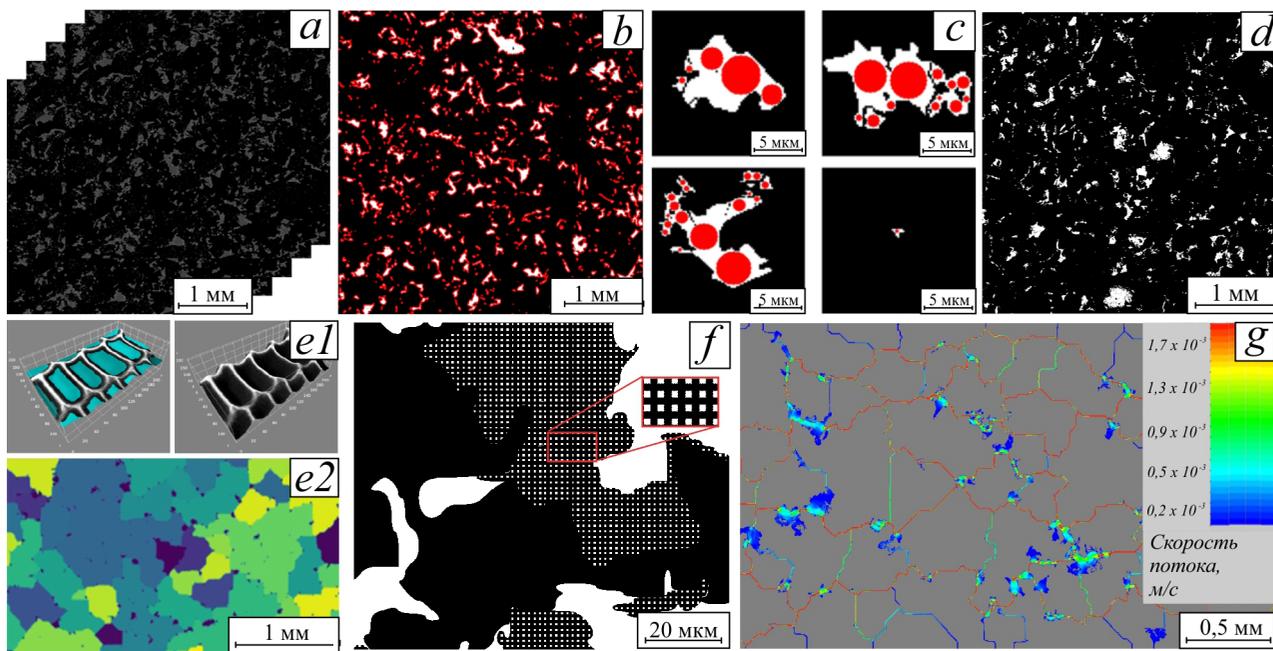


Рис. 3. Этапы создания искусственной геометрии микрофлюидного чипа на основании цифровой модели реального ядра ачимовских песчаников: а – бинаризованные снимки МКТ; б – выделенные контуры пор на бинаризованном снимке МКТ; с – окружности, вписанные в поры сложной геометрии; d – поры, вынесенные на маску стандартного размера; e1 – визуализация сегментации методом водораздела; e2 – маска с вынесенными порами, к которой применена сегментация методом водораздела; f – фрагмент созданной геометрии с макро- (черный) и микропористостью (решетка); g – поле распределения скоростей потока для разработанной геометрии в программе GeoDict

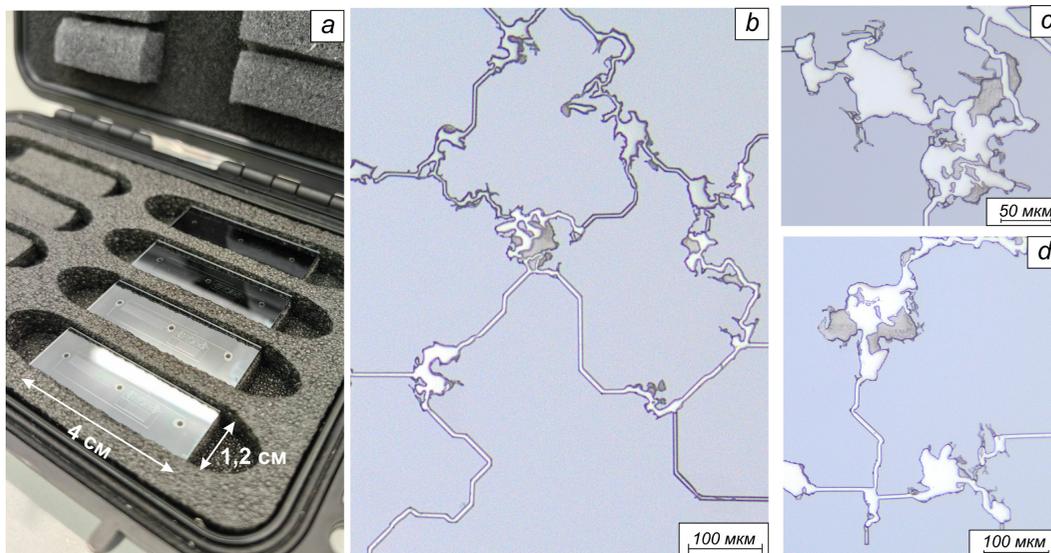


Рис. 4. Фотографии изготовленных микрофлюидных чипов (а) по искусственно созданным геометриям, фотографии фрагментов пустотного пространства под оптическим микроскопом (b-d) с макро- (белый) и микропористостью (серый цвет) при разных увеличениях

Литологическое описание петрографических шлифов

В шлифах все три образца представлены мелко-тонкозернистыми (0,01–0,5 мм) полимиктовыми аркозовыми песчаниками, хорошо сортированными, с примесью алевритового (7–10%), среднеспяного (10%) материала с хорошей сортировкой и механоконформным соотношением обломков (рис. 5).

Песчаники состоят из угловато-окатанных, реже угловатых зерен кварца (30–35%), полевых шпатов (ПШ) (55–60%), литокластов (3%) метаморфических, осадочных

и магматических пород, в минеральной матрице присутствуют чешуйки слюд (7%). Форма пластичных обломков (слюд, сланцев) свидетельствует о структурах гравитационного уплотнения – механогенного процесса изменения формы мягких обломков под литостатическим давлением. За счет ориентации слюдяных чешуек создается неясная косяя слоистость. Взаимоотношение обломков – механоконформное, редко – линейное. Цемент преимущественно хлоритовый, реже поровый тонко-мелкокристаллический кальцитовый (до 3%), с участковым регенерационным кварцевым цементом и с преобладающей цементацией

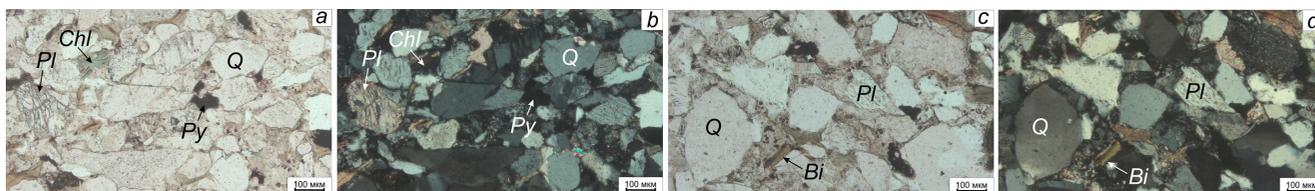


Рис. 5. Фотографии петрографических шлифов в // (а, с) и Х (b, d) николях из исследуемых образцов ачимовской толщи. Минеральные разновидности в шлифах: Q – кварц; Pl – плагиоклаз; Py – пирит; Chl – хлорит; Bi – биотит).

вдавливанием. Среди вторичных изменений отмечаются ранние окислы железа и пирит (1%), приуроченные преимущественно к органическому веществу (ОВ) и замещающие отдельные обломки. Практически все первичное пустотное пространство в исследуемых породах залечено вторичным окварцеванием (рис. 6е) и хлоритизацией.

ПШ (55–60%) представлены калиевыми полевыми шпатами (КПШ) и плагиоклазами. КПШ – микроклины и ортоклазы, угловато-окатанные и угловатые зерна таблитчатой формы, вторично пелитизированные. Плагиоклазы – полуокатанные обломки с полисинтетическим двойникованием по альбитовому закону, олигоклазового состава, местами вторично серицитизированные (рис. 6а). Отмечаются мирмекиты – червеобразные вроски кварца в олигоклаз (рис. 6б). Редко встречаются несколько более основные плагиоклазы олигоклаз-андезинового ряда. Некоторые плагиоклазы альбитизированы пятнисто (рис. 6с) или по краям зерен. Местами ПШ имеют пустоты выщелачивания, частично заполненные вторичным каолинитом (рис. 6д), местами ПШ растворены полностью.

Минералогический состав по данным РСА

Минералогический состав трех образцов по данным рентгеноструктурного анализа валовой (рис. 7) и глинистой проб также практически идентичный. Большую часть от валовой пробы составляют плагиоклазовые (38–41%), кварцевые (27–33%) и КПШ (15–19%) зерна. Подчиненное значение имеет хлорит внутри минеральных зерен (хлоритизация ПШ) (7–10%) и слюды (4–5%). Среди глинистой фракции преобладает хлорит (82–91%),

подчиненное значение имеют слюды (5–12%) и остальные минеральные соединения (кварц и ПШ – 4–6%).

Минералогический состав по данным SEM

Карты минерального распределения, построенные в результате изучения образцов мини-керна методом SEM, не показали существенных различий в минералогическом составе образцов мини-керна, на основании которых были построены модели СПП по данным МКТ. При этом, образцы мини-керна имеют практически полностью идентичный минеральный состав со стандартными цилиндрическими образцами из исследуемого пласта. Преобладающее значение в структуре минеральной матрицы имеют плагиоклазы (35–39%), кварц (24–27%) и КПШ (8–10%) (рис. 8). Основной глинистый минерал – хлорит (8–10%), слюдистые минералы – биотит и мусковит – в сумме составляют около 6% от всей минеральной матрицы, среди акцессорных минералов присутствуют гранат, иллит, рутил, апатит. Доля вторичной кальцитизации крайне мала (1–2,1%). Однако стоит отметить, что в наиболее высокопроницаемом (9,86 мД) образце №3 наблюдается наименьшее содержание порового кальцита (1%), а для наиболее низкопроницаемого (0,38 мД) образца №1 характерно повышенное содержание кальцита более чем в два раза, что все равно составляет незначительную часть от общей минеральной матрицы (2,1%).

Исследование образцов керн под электронным микроскопом с высоким разрешением показало, что большая часть макропор, выделенных по данным МКТ, обусловлена вторичным выщелачиванием плагиоклазов (рис. 9). Большая часть микропористости связана с глинистым

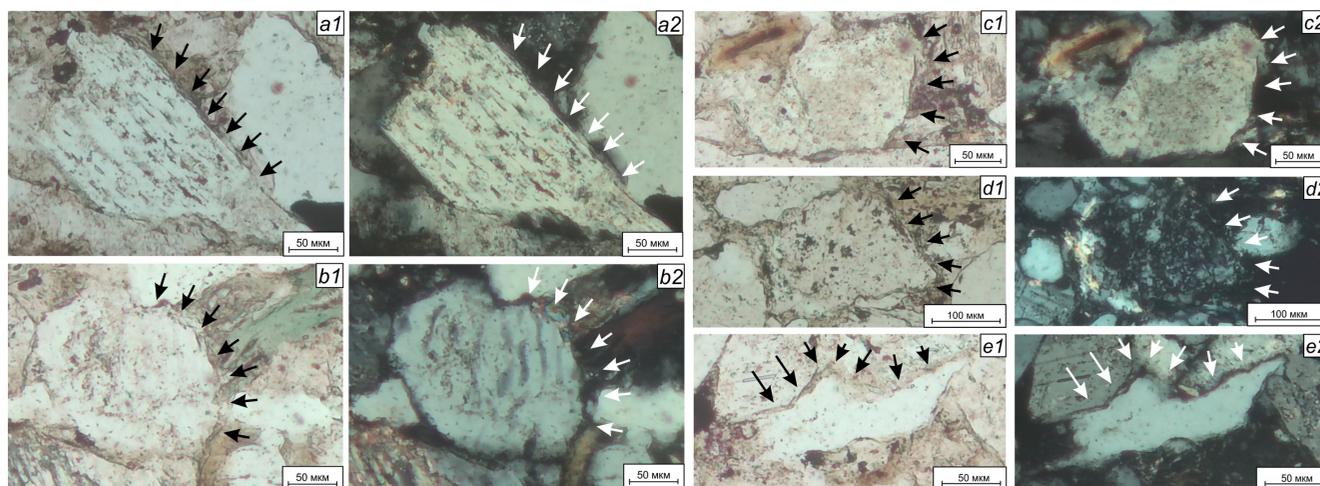


Рис. 6. Фотографии наиболее распространенных вторичных изменений кварцевых и ПШ зерен песчаника в шлифах в // (1) и Х (2) николях: а – серицитизация плагиоклаза; б – кварцевые мирмекиты в плагиоклазах; с – пелитизация ПШ; д – каолинитизация ПШ; е – вторичное окварцевание (кварцевая регенерация)

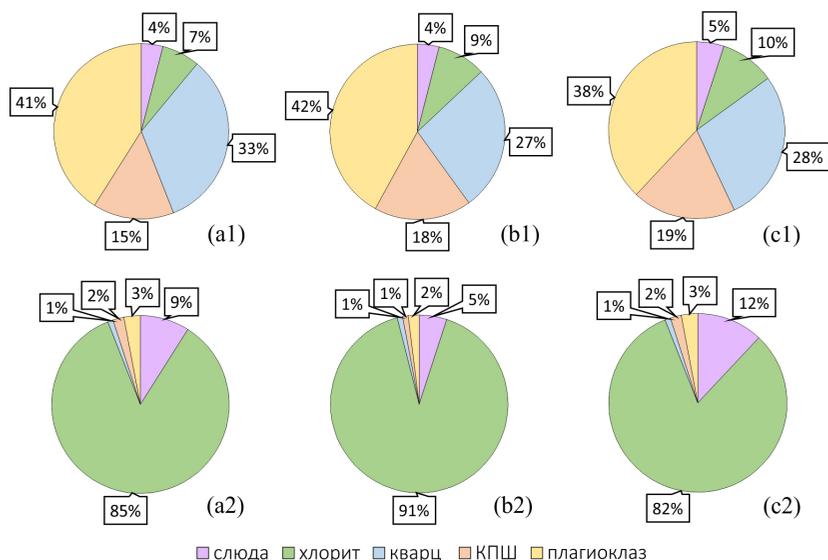


Рис. 7. Гистограммы процентного соотношения минеральных компонент по результатам РСА валовой (1) и глинистой (2) проб исследуемых образцов (a, b, c)

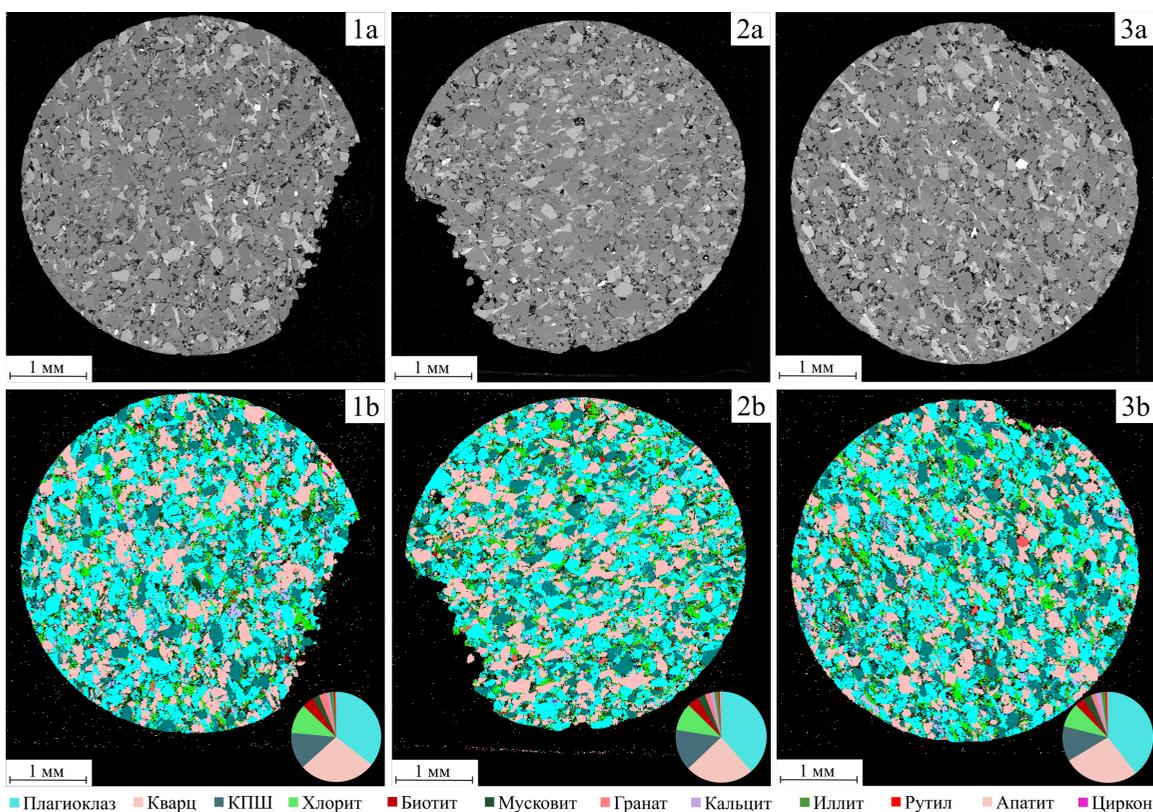


Рис. 8. Карты участка поверхности (a) и карты минерального распределения с круговыми диаграммами минерального состава (b) для исследуемых образцов мини-керна (1, 2, 3) с разными диапазонами проницаемости по данным цифрового моделирования

хлоритовым цементом. Первичная пористость, в связи с интенсивной вторичной преобразованностью песчаников, практически не прослеживается и почти полностью замещена вторичным окварцеванием.

Измерение контактного угла смачиваемости

Для того, чтобы на кремнево-стеклянном микрофлюидном чипе максимально приблизиться к физико-химическим свойствам реальной породы, необходимо учитывать смачиваемость, которая значительно влияет на движение флюида. Чтобы в будущем корректно изменять

смачиваемость кремниевой пластины, и, следовательно, смоделированной микропористой среды, необходимо изначально оценить свойства используемого материала. Поэтому, для создания неоднородной или избирательной смачиваемости (Salathiel, 1973) на кремниевой пластине микрофлюидного чипа перед сращиванием ее со стеклом, было решено провести предварительное исследование краевого угла смачиваемости зерна-прототипа.

Значения контактных углов воды сразу после попадания капли на поверхности образцов зерна варьируют от 42 до 60° (табл. 1). После 10 секунд растекания капли

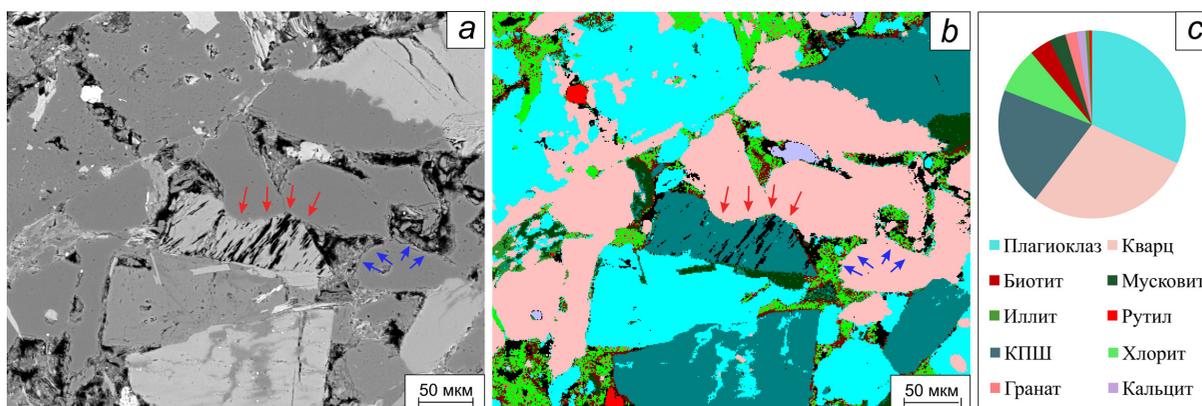


Рис. 9. Карта участка поверхности (а), карта минерального распределения (b) и круговая диаграмма минерального состава (с) увеличенной зоны интереса образца №3 (красные стрелки – зоны выщелачивания КЩ, синие стрелки – микропористость, связанная с хлоритовым цементом)

Капля воды после формирования	42°	52°	59°	51°
Капля воды после 10 секунд «растекания»	26°	33°	37°	36°

Табл. 1. Контактный угол капель воды на поверхности зерна ачимовских песчаников, образцов-прототипов микрофлюидных чипов

по поверхности зерна контактный угол уменьшался до 26–37°. Для всех трех образцов различной проницаемости значения контактных углов идентичны, что подтверждает гидрофильность исследуемых образцов. Однако стоит отметить, что смачиваемость изучена после проведения экстракции пород хлороформом, что исключает влияние гидрофобной составляющей на поверхность исследуемых отложений. Природные УВ соединения были удалены искусственным образом, поэтому полученные результаты не отражают реальную неоднородную смачиваемость в пласте.

Аналогичные измерения контактного угла на поверхности кремниевой пластины показали схожие результаты с зерном-прототипом, что позволяет отнести используемую кремниевую пластину для создания микрофлюидных чипов к преимущественно гидрофильному материалу.

Обсуждение результатов

Сравнение параметров ФЕС кернов-прототипов и микрофлюидных чипов

Сравнение параметров ФЕС цифровой модели и микрофлюидных чипов показало значительную сходимость полученных характеристик для искусственной СПП в чипе с параметрами породы-прототипа (табл. 2). В связи с тем, что геометрия пор в микрочипе скопирована с МКТ снимков реального зерна, предполагается полная сходимость формы основной массы пор в микрочипе и реальной породе. Наблюдается значительная сходимость $K_{пр}$ в образце-прототипе и в микрофлюидном чипе. Так, для образца 1 с $K_{пр} = 0,38$ мД по данным МКТ после нескольких итераций пересчета математической модели, была сгенерирована СПП с $K_{пр} = 0,61$ мД.

В таблице 2 отсутствует значение пористости зерна и чипа в связи с тем, что данный параметр математически затруднительно повторить в чипе одновременно со значением проницаемости. Недостатком настоящей методики является то, что в зависимости от проведения последующих исследований необходимо выбирать, какой конкретно параметр (пористость или проницаемость) является критически важным для дальнейших исследований. Воспроизведение СПП породы в чипах производилось с целью дальнейшего подбора оптимального ограничителя водопритока. При такой задаче более критичный параметр, который необходимо сохранить, – это значение проницаемости. Поэтому, этот параметр был выбран для воспроизведения в чипе.

Разработанный в настоящей работе метод генерации СПП по данным цифрового моделирования является новым и качественно превосходит ранее предложенные способы. Наиболее известные методы воспроизведения СПП пород-прототипов в микрофлюидных чипах были разработаны на основе копирования снимков рентгеновской томографии (Lacey et al., 2017) и SEM (Buchgraber et al., 2011). Значительным недостатком такой методики является отсутствие контроля распределения пор и каналов по размеру. Генерация структуры методом создания сфер и цилиндрических каналов (Pore Network Model) (Pradhan et al., 2019) активно используется в микрофлюидике и позволяет контролировать размеры пор и их количество, однако не передает реальные свойства пустотного пространства горной породы, а именно извилистость каналов, морфологию пор и др. Все эти параметры были учтены в настоящей работе. Извилистость каналов повторена с данных цифрового моделирования, а форма

Номер образца	1		2		3	
Цифровая модель / микрофлюидный чип	Циф-ровая модель	Микро-флюидный чип	Циф-ровая модель	Микро-флюидный чип	Цифровая модель	Микро-флюидный чип
Проницаемость (мД)	0,38	0,61	2,04	3,43	9,86	12,17
Распределение каналов по размерам (мкм)	3,36*	3**	5,08*	5**	7,7*	7**
Извилистость	1,2 – 1,5	1,35	1,3 – 1,8	1,33	1,2 – 1,6	1,31
Геометрия пор	Повторена с МКТ снимков					
Распределение пор по размерам (по оси y – количество пор; по оси x – диаметр пор)						

Табл. 2. Значения проницаемости, извилистости и распределение каналов по размеру в породах-прототипах и в СПП микрофлюидных чипов. Все параметры были измерены в программе GeoDict для трех мини-кернов прототипов и для искусственно сгенерированных СПП; * – средний диаметр каналов, ** – единый размер для всех каналов; на гистограммах распределения пор по размерам: синий – поры в образце-прототипе по данным МКТ, красный – поры в микрофлюидном чипе.

пор в точности скопирована с МКТ снимков. Процентное соотношение пустот по размерам также в точности воспроизведено с данных цифровой модели.

Новая методика подходит для качественной генерации низкопроницаемых структур, моделирование которых является технически труднодостижимым. Одновременно с тем, именно генерация низкопроницаемых пустотных сред является перспективным направлением для работы с нетрадиционными коллекторами УВ, разработка которых приобретает все большую актуальность.

Влияние минералогического состава пород на их фильтрационно-емкостные характеристики

Известно, что наиболее важные параметры, которые влияют на ФЕС песчаных пород, – это морфологические (характер контакта и окатанность зерен, тип цемента), гранулометрические (размер зерен, сортировка) и минералогические (минеральный состав песчаников) характеристики минеральной матрицы песчаников. На них влияют многочисленные внешние факторы, такие как условия осадконакопления, вторичные преобразования, глубина захоронения исследуемых отложений (Scherer, 1987). Однако стоит отметить, что не всегда в низкопроницаемых песчаных коллекторах удастся проследить корреляцию между их проницаемостью и литологическим составом (Rushing et al., 2008).

Результаты настоящей работы указывают на то, что гранулометрический и минералогический составы для трех исследуемых образцов по данным литологического описания шлифов, PCA и SEM практически не отличаются. Численные характеристики ФЕС, полученные с помощью цифрового моделирования по данным МКТ, различаются между собой также незначительно, за исключением проницаемости. Таким образом, для исследуемых отложений не прослеживается очевидной корреляции между литолого-минералогическими характеристиками и Кпр,

за исключением повышенного содержания порового кальция в менее проницаемых образцах. Вторичная кальцитизация – распространенный процесс, который приводит к уменьшению проницаемости отложений ачимовской толщи, не имеет широкого распространения в пределах исследуемого пласта Ач5. Однако даже небольшие вторичные изменения, которые привели к незначительной кальцитизации (1–2%) некоторых образцов, могли повлиять на проницаемость последних.

Широко известно, что глинистый цемент в песчаных коллекторах часто заполняет значительную часть межзернового пустотного пространства, что приводит к блокированию каналов и к ухудшению проницаемости пород (Nelson, 2009; Xi et al., 2015). Однако не все глинистые минералы обеспечивают одинаково негативный вклад в СПП песчаных коллекторов. По данным проведенных исследований выявлено, что основные породообразующие глинистые минералы в минеральной матрице исследуемых образцов принадлежат к группе хлоритов, что может свидетельствовать об отсутствии перспективы отрицательного влияния глинистых минералов на ФЕС пласта в процессе его разработки. Более того, в исследуемых породах наблюдается практически полное отсутствие глинистых минералов гидрослюдистой группы, которые могут привести к значительному уменьшению проницаемости пород в результате «внутрикристаллического разбухания глинистых минералов» (Mooney et al., 1952; Morris, Shepperd, 1982).

Вся первичная пористость в исследуемых образцах почти полностью заполнена в результате позднедиагенетических преобразований (вторичное окварцевание, каолинитизация, серицитизация), что вполне типично для отложений ачимовского клиноформенного комплекса. Образование большей части вторичного пустотного пространства в исследуемых образцах также связано с позднедиагенетическими и катагенетическими

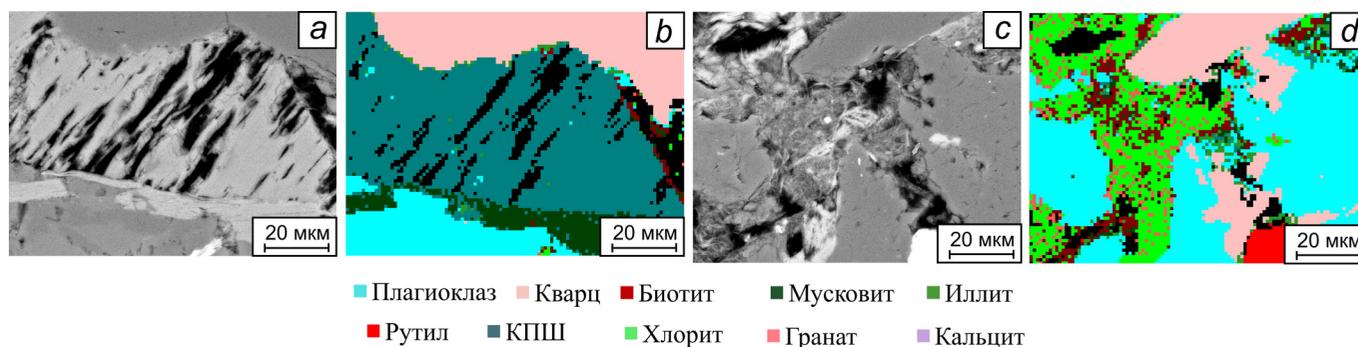


Рис. 10. Фрагменты карт участков поверхности (а, с) и карт минерального распределения (b, d) по данным SEM с участками обширно развитой макро- (a, b) и микропористости (c, d)

преобразованиями внутри самых нестабильных минеральных зерен, а именно внутри ПШ. При этом, основная часть макропор во всех трех исследуемых образцах сформировалась в результате выщелачивания ПШ (рис. 10а, b). По результатам РСА выявлено, что содержание ПШ в исследуемых песчаниках варьирует от 57 до 60%. Среди вторичных изменений ПШ выделяются в основном серицитизация, пелитизация, каолинитизация плаггиоклазов. При этом, большая часть микропористости приурочена к структуре глинистых минералов группы хлорита (рис. 10с, d).

Создание неоднородной смачиваемости в микрофлюидном чипе

Смачиваемость – это важный параметр, обусловленный влиянием поверхностных сил. Смачиваемость оказывает наибольшее влияние на поведение пластовых флюидов (Bartell, Osterhof, 1927). В контексте разработки УВ месторождений исследование смачиваемости пород стало очень актуальным направлением в середине 60-х годов (Moore, Slobod, 1955; Slobod, Blum, 1952), когда выяснилось, что наличие УВ в коллекторах приводит к значительной гидрофобизации поверхности пород (Amott, 1959). Сегодня широко известно, что смачиваемость пласта сильно влияет на эффективность применения большинства известных технологий разработки месторождений УВ, а неверное предположение о характере смачиваемости пород может привести к необратимым повреждениям и осложнениям.

Для пустотного пространства пород из продуктивных пластов ачимовской толщи часто характерна неоднородная или избирательная смачиваемость (mixed-wettability condition) (Salathiel, 1973). В большинстве случаев, неоднородная смачиваемость нефтяных коллекторов объясняется тем, что УВ внутри пласта вытесняют воду из наиболее крупных связанных пустот в мелкие поры и капилляры. Если УВ соединения в пласте представлены преимущественно тяжелыми нефтями, то их химический состав сильно влияет на смачиваемость пустотного пространства, в пределах которого УВ находились длительное время (Johansen, Dunning, 1961; Strassner, 1968). Тяжелые УВ соединения могут отделяться от нефтей и воздействовать на внутреннюю поверхность пустот (Bobek et al., 1958; Mungan, 1972). Таким образом, в нефтенасыщенных коллекторах часто наблюдается гидрофобизация крупного связанного между собой пустотного пространства,

заполненного УВ. При этом, поверхности микропор более гидрофильны из-за заполнения пластовой водой.

Исследуемые отложения находятся в пределах газоконденсатного месторождения. В связи с этим, было решено учесть неоднородную смачиваемость пустотного пространства породы, а именно разную смачиваемость микро- и макропор. Гипотеза основана на том, что в мелких порах находится вода, удерживаемая капиллярными силами. То есть, если исходная смачиваемость пласта гидрофильная, то мелкие (микро-) поры останутся гидрофильными в процессе течения газоконденсата, так как они заняты остаточной водой и не могут быть вытеснены конденсатом. Полимикровые аркозовые песчаники по своему определению являются гидрофильными, поэтому единственный параметр, который мог повлиять на гидрофобизацию пустотного пространства исследуемых пород – это пластовые УВ.

Конденсат при течении будет занимать более крупные поры и вытеснять газ, который был в этих порах изначально. То есть, более крупные поры в какой-то степени будут гидрофобизованы. Таким образом, было решено гидрофобизовать крупные поры и связующие их каналы (макропористость), но незначительно, чтобы интегрально модель оставалась все же преимущественно гидрофильной. Смачиваемость кремниевой подложки вокруг микропористости осталась без изменений, то есть гидрофильной. Схематично микромодель со смешанной смачиваемостью показана на рис. 11. Средний контактный угол составил 75° .

В литературе широко известны несколько методов изменения смачиваемости поверхности кремниевых пластин:

1. Силанизация кремниевой поверхности чипа – обработка поверхности кремнеорганическими соединениями силанами. В работе (Karadimitriou, 2013) описан процесс силанизации кремниевой поверхности чипа раствором ТСП-силана в 96% этаноле. В зависимости от разной концентрации силана, авторы добивались различного угла смачиваемости обработанной поверхности. К недостаткам этого метода можно отнести неравномерную гидрофобизацию и образование «хлопьев» в микромодели при взаимодействии силана с водой и, как следствие, закупоривание микропор этими хлопьями. Длительное воздействие силана также может привести к частичной коррозии чипа и, соответственно, к увеличению проницаемости искусственно созданной СПП.

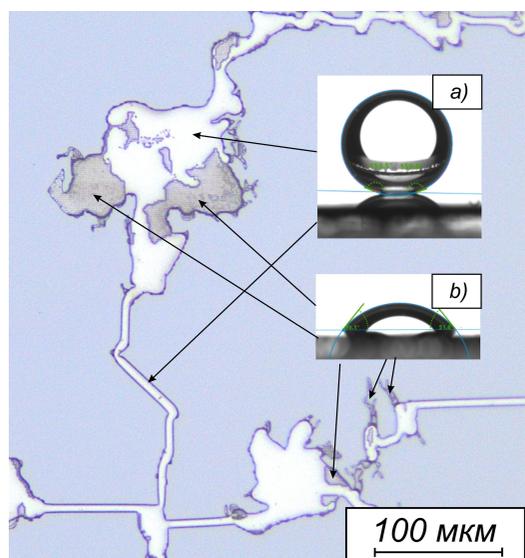


Рис. 11. Схематичное распределение неоднородной смачиваемости для микро- и макропор в микрофлюидном чипе, где макропористость и каналы гидрофобные (а), а микропористость остается гидрофильной (б)

2. Обработка раствором «пиранья» – закачка смеси серной кислоты (H_2SO_4) и перекиси водорода (H_2O_2). В работе (Koh et al., 2012) были использованы различные кислоты и H_2O_2 с целью создания более гидрофильной поверхности. В результате обработки этим раствором на поверхности кремния чипа образуется слой аморфного покрытия толщиной 1,3 нм (Li et al., 2023). Этот слой и приводит к большей гидрофилизации поверхности. Недостаток метода – изменение структуры обрабатываемой поверхности, «набухание» при реакции с деканом (Koh et al., 2012).

3. Электрохимические манипуляции степенью окисления – контроль смачиваемости медной поверхности

($CuO + Cu_2O$) в результате изменения степени ее окисления (Zahiri et al., 2017). Реализовать такой метод в структуре микрофлюидного чипа можно в том случае, если напылить тонкий слой меди на поверхность уже вытравленной СПП перед сращиваем микрофлюидного чипа со стеклом. Однако данный метод сложен в реализации, требует тщательной подготовки и специализированного оборудования.

4. Состаривание поверхности стеариновой кислотой – закачка раствора кислоты, что делает поверхность кремниевой пластины шероховатой, следовательно, увеличивает площадь контакта капли с поверхностью (Iglauer et al., 2020; Ali et al., 2021). Подробнее разработанный нами механизм модификации смачиваемости представлен в разделе «Материалы и методы».

На рисунке 12 показаны три фазы закачки флюидов для достижения неоднородной смачиваемости СПП в микрофлюидном чипе. В процессе закачки гидрофобизатора на низком перепаде давлений часть воды, которая задерживалась в структуре микропор, не вытеснена гидрофобизирующим раствором из-за капиллярных сил и, соответственно, не была подвержена гидрофобизации (рис. 12с). Таким образом, внутри СПП микрофлюидного чипа создана неоднородная смачиваемость, которая характерна для ачимовских коллекторов нефтегазоконденсатных месторождений.

Выводы

В рамках проведенных работ были получены следующие основные результаты.

1. Разработана новая уникальная методика генерации искусственно созданной СПП на основании МКТ образца керна. Этот метод является новым и качественно превосходит ранее предложенные способы. Разработанная методика обеспечивает практически полную повторяемость ряда ключевых параметров СПП керна по данным

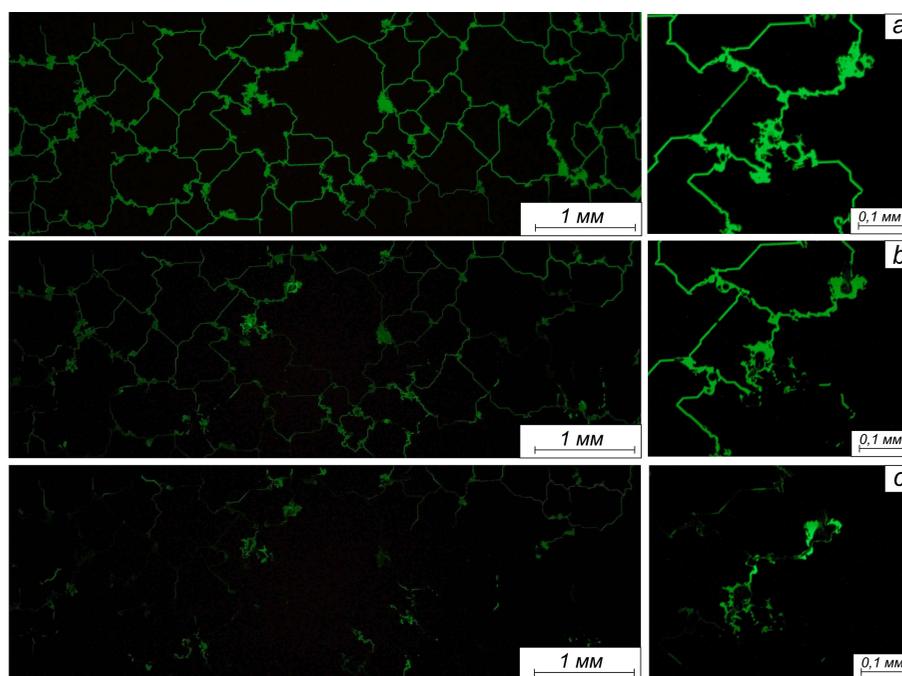


Рис. 12. Фотографии СПП в микрофлюидном чипе на различных этапах закачки флюидов в чип для создания неоднородной смачиваемости в СПП: а – заполнение пластовой водой с флуоресцентной добавкой; б – замещение воды гидрофобизатором; с – макропористость полностью заполняется кислотой, в микропорах остается пластовая вода

цифровой модели в кремниевом микрофлюидном чипе, таких как: (1) проницаемость; (2) распределение пор по размеру; (3) средний диаметр каналов; (4) извилистость каналов, (5) соотношение макро- к микропористости и (6) геометрия пор. Микропористость в данной модели воссоздается в качестве тонкой сетки (размер ячейки в сетке 0,8 мкм).

2. По предлагаемой новой методике были разработаны три искусственные модели СПП, которые практически полностью повторяют основные характеристики ФЕС по данным цифрового моделирования ядра. Новая методика подходит для качественной генерации низкопроницаемых структур, моделирование которых является технически труднодостижимым.

3. Исследуемые песчаники ачимовской толщи представлены хорошо сортированными мелко-тонкозернистыми полимиктовыми аркозами. Между проницаемостью и минералогическим составом исследуемых образцов не отмечается значительной корреляции, однако образцы с незначительно большим количеством вторичного карбонатного цемента ожидаемо имеют худшие значения проницаемости. Таким образом, доказано, что связь между минералогическим составом образцов и их ФЕС не является очевидной. Вероятно, единственный параметр, который как-либо значительно повлиял на проницаемость пород – это вторичная кальцитизация.

4. Комплекс литолого-минералогических методов позволил определить, к каким минералам приурочены макро- и микропоры. Выявлено, что вся первичная структура пустотного пространства нарушена в результате позднедиагенетических процессов. Макропоры в исследуемых песчаниках образовались в основном в результате выщелачивания ПШ, а микропористость связана в большей степени со структурой глинистых минералов, которые заполняют собой межзерновое пространство.

5. Разработана методика модификации смачиваемости внутри искусственно созданной СПП в микрофлюидном чипе. Данный способ позволяет создавать неоднородную смачиваемость, принципиально характерную для низкопроницаемых песчаников газоконденсатных месторождений. Методика позволяет оставлять гидрофильными микропоры внутри СПП, тогда как макропоры становятся более гидрофобными в результате реакции кремниевой подложки микрофлюидного чипа с гидрофобизатором.

6. Проведенный комплекс исследований на настоящих образцах в будущем позволит распространить результаты фильтрационных тестов на породы со схожими минералогическими характеристиками и ФЕС.

Несмотря на все вышеописанные выводы, стоит отметить, что микрофлюидные исследования на чипах имеют ряд недостатков, связанных с тем, что методика в настоящий момент еще дорабатывается. Например, широко применяемый метод литографии не позволяет воспроизводить микропоры в чипе размером менее 0,8 мкм, что накладывает определенные ограничения при воспроизведении структуры микропор реальной горной породы.

Таким образом, впервые применен комплексный подход для воспроизведения СПП образца ядра в кремниевом микрофлюидном чипе, который включал в себя: МКТ ядра, литологическое описание петрографических шлифов, РФА, РСА, SEM, измерение контактного угла

смачиваемости. Именно комплексный подход к решению поставленной задачи обеспечивает наиболее достоверный результат и в будущем позволит провести качественную интерпретацию проведенных фильтрационных тестов.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Недосекин А.С., Забоев К.О., Галинский К.А. (2013). Литологическая характеристика, коллекторские свойства и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7, с. 4–13.
- Кузнецов М.А., Ишкинов С.М., Кузнецова Т.И., Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Сидоров Р.В., Бобылев О.А. (2017). Технология ограничения притоков воды в добывающие скважины. *Нефтяное хозяйство. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений*, 7, с. 58–60.
- Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Мансурова М.М., Листак М.В. (2020). Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 2, с. 38–48. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-2-38-48>.
- Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (1991). Ред.: И.И. Нестеров; зам. ред.: В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан; редкол.: Н.А. Белоусова, В.И. Ильина, А.М. Казаков и др. Тюмень: ЗапСиб-НИИГНИ, 54 с.
- Ромм Е.С. (1985). Структурные модели порового пространства горных пород. Ленинград: Недра, 240 с.
- Ali M., Jha N. K., Al-Yaseri A., Zhang Y., Iglauer S., Sarmadivaleh M. (2021). Hydrogen wettability of quartz substrates exposed to organic acids; Implications for hydrogen geo-storage in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109081. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109081>
- Amott E. (1959). Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Trans.*, 216, pp. 156–162. <https://doi.org/10.2118/1167-G>
- Bartell F.E., Osterhof J.J. 1927. Determination of the Wettability of a Solid by a Liquid. *Ind. Eng. Chem.*, 19(11), pp. 1277–1280.
- Bera B., Mitra S.K., Vick D. (2011). Understanding the micro structure of Berea Sandstone by the simultaneous use of micro-computed tomography (micro-CT) and focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM). *Micron*, 42(5), pp. 412–418. doi: 10.1016/j.micron.2010.12.002
- Bera B., Gunda N.S.K., Mitra S.K., Vick D. (2012). Characterization of Nanometer-Scale Porosity in Reservoir Carbonate Rock by Focused Ion Beam-Scanning Electron Microscopy. *Microscopy and Microanalysis*, 18(01), pp. 171–178. doi: 10.1017/s1431927611012505
- Beucher S., Lantuejoul C. (1979). Use of watersheds in contour detection. International Workshop on Image Processing, Rennes, France, pp. 2.1–2.12.
- Beucher, S. (1991). The watershed transformation applied to image segmentation. *Conference on Signal and Image Processing in Microscopy and Microanalysis*, Cambridge, UK, pp. 299–314.
- Beucher S., Meyer F. (1993). The morphological approach to segmentation: the watershed transformation. *Mathematical Morphology in Image Processing*, 12, pp. 433–481.
- Bobek J.E., Mattax C.C., Denekas M.O. (1958). Reservoir rock wettability-its significance and evaluation. *Transactions of the AIME*, 213(1), pp. 155–160. <https://doi.org/10.2118/895-G>
- Buchgraber M., Clemens T., Castanier L.M., Kovscek A.R. (2011). A Microvisual Study of the Displacement of Viscous Oil by Polymer Solutions. *SPE Reserv Eval Eng.*, 14(03), pp. 269–280.
- Dorhije, D.B., Pereponov, D., Aminev, T., Gimazov, A., Khamidullin, D., Kuporosov, D., Tarkhov, M., Rykov, A., Filippov, I., Mukhina, E. and Shilov, E. (2024). A Microfluidic and Numerical Analysis of Non-equilibrium Phase Behavior of Gas Condensates. *Scientific Reports*, 14(1), p. 9500. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59972-x>
- Gunde A.C., Bera B., Mitra S.K. (2010). Investigation of water and CO2 (carbon dioxide) flooding using micro-CT (micro-computed tomography) images of Berea sandstone core using finite element simulations. *Energy*, 35(12), pp. 5209–5216. doi:10.1016/j.energy.2010.07.045

- Gunde K.N.S., Bera B., Karadimitriou N.K., Mitra S.K., Hassanizadeh S.M. (2011). Reservoir-on-a-Chip (ROC): A new paradigm in reservoir engineering. *Lab on a Chip*, 11(22), pp. 3785–3792. <https://doi.org/10.1039/C1LC20556K>
- Iglauer S., Ali M., Keshavarz A. (2021). Hydrogen wettability of sandstone reservoirs: Implications for hydrogen geo-storage. *Geophysical Research Letters*, 48(5). <https://doi.org/10.1029/2020GL090814>
- Johansen R.T., Dunning H.N. (1961). Relative wetting tendencies of crude oils by capillarimetric method. US Department of the Interior, *Bureau of Mines*, 5752.
- Karadimitriou N.K. (2013). Two-phase flow experimental studies in micro-models. *Utrecht Studies in Earth Sciences*, 34 (Dissertation) 211 p.
- Koh K.S., Chin J., China J., Chiang C.L. (2012). Quantitative Studies on PDMS-PDMS Interface Bonding with Piranha Solution and its Swelling Effect. *Micromachines*, 3, pp. 427–441. doi: 10.3390/mi3020427
- Lacey M., Hollis C., Oostrom M., Shokri N. (2017). Effects of Pore and Grain Size on Water and Polymer Flooding in Micromodels. *Energy and Fuels*, 31(9), pp. 9026–9034. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01254>
- Lei W., Lu X., Liu F., Wang M. (2022). Non-monotonic wettability effects on displacement in heterogeneous porous media. *J. Fluid Mech*, (942 R5), <https://doi.org/10.1017/jfm.2022.386>
- Li T., Li Y., Zhang F., Liang N., Yin J., Zhao H., Yang Y., Chen B., Yang L. (2023). Piranha Solution-Assisted Surface Engineering Enables Silicon Nanocrystals with Superior Wettability and Lithium Storage. *Crystals*, 13(7), 1127. <https://doi.org/10.3390/cryst13071127>
- Lifton V.A. (2016). Microfluidics: an enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR). *Lab on a Chip. Royal Society of Chemistry*, pp. 1777–1796. <https://doi.org/10.1039/C6LC00318D>
- Mittal K.L. (2004). Contact Angle, Wettability and Adhesion, 3. CRC Press., 520 p.
- Mooney R.W., Keenan A.G., Wood L.A. (1952). Adsorption of water vapor by montmorillonite. II. Effect of exchangeable ions and lattice swelling as measured by X-ray diffraction. *Journal of the American Chemical Society*, 74(6), pp. 1371–1374.
- Moore, T.F., Slobod R.L. (1955). Displacement of Oil by Water-Effect of Wettability, Rate, and Viscosity on Recovery. Paper presented at the Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME, New Orleans, Louisiana, October, SPE-502-G. <https://doi.org/10.2118/502-G>
- Morris K.A., Shepperd C.M. (1982) The role of clay minerals in influencing porosity and permeability characteristics in the Bridport Sands of Wytch Farm, Dorset. *Clay Minerals*, 17(1), pp. 41–54. <https://doi.org/10.1180/claymin.1982.017.1.05>
- Mungan N. (1972). Relative permeability measurements using reservoir fluids. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(5), pp. 398–402. <https://doi.org/10.2118/3427-PA>
- Nelson P.H. (2009). Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bull*, 93, pp. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>
- Pereponov D., Tarkhov M., Dorhjie D.B., Rykov A., Filippov I., Zenova E., Krutko V., Cheremisin A., Shilov E. (2023). Microfluidic Studies on Minimum Miscibility Pressure for n-Decane and CO₂. *Energies*, 16, 4994. <https://doi.org/10.3390/en16134994>
- Pradhan S., Shaik I., Lagraauw R., Bikkina P. (2019). A semi-experimental procedure for the estimation of permeability of microfluidic pore network. *MethodX*, 6, pp. 706–713. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.03.025>
- Rushing J. A., Newsham K. E., Blasingame T. A. (2008). Rock typing—Keys to understanding productivity in tight gas sands. *SPE Unconventional Resources Conference*. Gas Technology Symposium, 114164. SPE-114164-MS. <https://doi.org/10.2118/114164-MS>
- Salathiel R. (1973). A. Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. *Journal of petroleum technology*, 25(10), pp. 1216–1224. <https://doi.org/10.2118/4104-PA>
- Scerbacova A., Pereponov D., Tarkhov, M., Kazaku, V., Rykov A., Filippov I., Zenova E., Krutko V., Cheremisin A., Evgeny S. (2023). Visualization of Surfactant Flooding in Tight Reservoir Using Microfluidics. Paper presented at the SPE - Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Vienna, Austria. <https://doi.org/10.2118/214419-MS>
- Scherer M. (1987). Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction. *AAPG bulletin*, 71(5), pp. 485–491. <https://doi.org/10.1306/94886ED9-1704-11D7-8645000102C1865D>
- Slobod R.L., Blum H.A. (1952). Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks. *J Pet Technol*, 4 (1952), pp. 1–4. doi: <https://doi.org/10.2118/137-G>
- Strassner J. E. (1968). Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil-water emulsions. *Journal of Petroleum Technology*, 20(3), pp. 303–312. <https://doi.org/10.2118/1939-PA>
- Xi K., Cao Y.C., Jahren J., Zhu R.K., Bjorlykke K., Haile B.G., Zheng L.J., Hellevang H. (2015). Diagenesis and reservoir quality of the lower cretaceous quantou formation tight sandstones in the southern Songliao Basin, China. *Sedimentary Geology*, 330, pp. 90–107. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2015.10.007>
- Zahiri B., Sow P. K., Kung C.H., Merida W. (2017). Active Control over the Wettability from Superhydrophobic to Superhydrophilic by Electrochemically Altering the Oxidation State in a Low Voltage Range. *Advanced Materials Interfaces*, 1700121. <https://doi.org/10.1002/admi.201700121>

Сведения об авторах

Маргарита Рубеновна Латыпова – кандидат геол.-минерал. наук, научный сотрудник, ООО «ЛАБАДВАНС»; инженер I категории кафедры региональной геологии и истории Земли геологического факультета, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова
Россия, 121205, Москва, Инновационный центр «Сколково», Сикорского д. 11
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские Горы, д. 1
e-mail: latypova@labadvance.net

Дмитрий Ильич Перепонов – аспирант центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий; научный сотрудник, ООО «ЛАБАДВАНС»
Россия, 121205, Москва, Инновационный центр «Сколково», Большой бульвар, д. 30, стр. 1
e-mail: dmitrii.pereponov@skoltech.ru

Виталий Вячеславович Казаку – аспирант центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий; научный сотрудник, ООО «ЛАБАДВАНС»
Россия, 121205, Москва, Инновационный центр «Сколково», Большой бульвар, д. 30, стр. 1
e-mail: kazaku@labadvance.net

Александра Щербакова – кандидат тех. наук, пост-док-исследователь в лаборатории устойчивых и прочных материалов, центр интегративных нефтяных исследований, колледж нефтяного машиностроения и геонаук, Университет нефти и минералов им. короля Фахда
Саудовская Аравия, 31261, Дахран
e-mail: alexandra.scerbacova@kfupm.edu.sa

Игорь Геннадьевич Марясев – руководитель сектора геологических исследований, ООО «Системы для микроскопии и анализа»
Россия, 121353, Москва, Сколковское шоссе, д. 45, офис 20 (корпус “Урал”)
e-mail: maryasev@microscop.ru

Роман Анатольевич Мухин – научный сотрудник, ООО «Системы для микроскопии и анализа»
Россия, 121353, Москва, Сколковское шоссе, д. 45, офис 20 (корпус “Урал”)
e-mail: mukhin@microscop.ru

Евгений Дмитриевич Шилов – научный сотрудник центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий; технический директор, ООО «ЛАБАДВАНС»
Россия, 121205, Москва, Инновационный центр «Сколково», Большой бульвар, д. 30, стр. 1
e-mail: shilov@labadvance.net

Алексей Николаевич Черемисин – кандидат тех. наук, профессор, заместитель директора по экспериментальным исследованиям центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий; генеральный директор, ООО «ЛАБАДВАНС»

Россия, 121205, Москва, Инновационный центр «Сколково», Большой бульвар, д. 30, стр. 1

Россия, 121205, Москва, Инновационный центр Сколково, ул. Сикорского, д. 11

e-mail: cheremisin@labadvance.net

Владимир Леонидович Косоруков – старший преподаватель кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии геологического факультета, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские Горы, д. 1

e-mail: kosorukov-vladimir@rambler.ru

Валерия Вадимовна Чуркина – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские Горы, д. 1

e-mail: Lera.keily@gmail.com

Михаил Александрович Тархов – кандидат физ.-мат. наук, начальник научно-исследовательской лаборатории квантовых технологий, Институт нанотехнологий микроэлектроники РАН

Россия, 119334, Москва, Ленинский проспект, д. 32А

e-mail: tmafuz@mail.ru

Владимир Анатольевич Штинов – начальник отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86, к. 1

e-mail: ShtinovVA@bnipi.rosneft.ru

Тимур Эдуардович Нигматуллин – начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86, к. 1

e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Эдуард Сафаргалиевич Батыршин – заведующий лабораторией инновационных исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, д. 86, к. 1

e-mail: BatyrshinES@bnipi.rosneft.ru

Игорь Витальевич Самсонов – начальник отдела специальных исследований, управление разработки месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»

Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, д. 26/1

e-mail: IV_Samsonov2@rspn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 02.08.2024;

Принята к публикации 30.01.2025;

Опубликована 30.03.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Repetition of the Void Space Structure of Achimov Sandstones of the East Urengoyskoye Field in Artificially Created Geometry of a Silicon Microfluidic Chip

M.R. Latypova^{1,2}, D.I. Pereponov^{1,3}, V.V. Kazaku^{1,3}, A. Scerbacova⁴, I.G. Maryasev⁵, R.A. Mukhin⁵, E.D. Shilov^{1,3}, A.N. Cheremisin^{1,3}, V.L. Kosorukov², V.V. Churkina², M.A. Tarkhov⁶, V.A. Shtinov⁷, T.E. Nigmatullin⁷, E.S. Batyrshin⁷, I.V. Samsonov⁸*

¹LABADVANCE LLC, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

³Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

⁴King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia

⁵Systems for Microscopy and Analysis LLC, Moscow, Russian Federation

⁶Institute of Nanotechnology of Microelectronics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

⁷RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

⁸ROSPAN INTERNATIONAL JSC, Novyy Urengoy, Russian Federation

*Corresponding author: Margarita R. Latypova, e-mail: latypova@labadvance.net

Abstract. In this work, a unique technique for replicating the void structure of a low-permeability reservoir in a silicon microfluidic chip has been developed. This technique is qualitatively superior to all previous ones and provides full repeatability of key parameters of the void structure (permeability; pore size distribution; average channel diameter; channel tortuosity, macro- to microporosity ratio) from digital core data. Moreover, the developed technique allows to exactly copy the pore geometry of the core sample

from micro-CT images and recreate it inside the microfluidic chip. Using this technique, three artificial void space structures were developed for three samples of Achimov sandstones with different permeability (0.38; 2.04 and 9.86 mD).

The mineralogical composition of the prototype samples was determined by a set of lithological and mineralogical studies and a positive correlation between the intensity of carbonate cementation and the decrease in permeability was revealed. Most of the macropores in the studied sandstones

are associated with leaching of feldspars, and micropores are confined mainly to clay minerals. The conducted set of studies on the present samples will make it possible to extend the results of future filtration tests to rocks with similar mineralogical characteristics and filtration-capacitance properties.

A qualitatively new method of creating inhomogeneous wettability of artificially created void space structure inside the microfluidic chip was developed. This technique consists in a smooth displacement of formation water from the microchip structure by a hydrophobic agent, which modifies wettability on the surface of macropores and channels, but does not enter the micropore structure due to residual water, which is held inside the microporous structures by capillary forces.

Thus, this work is the first to apply a comprehensive multidisciplinary approach to replicate the core void structure within a microfluidic chip. In the future, this technique will be improved so that the results of filtration tests on microfluidic chips will even more reliably reflect fluid movement within the reservoir.

Keywords: microfluidic chip, tight-gas reservoir, Achimov formation, filtration-capacity properties, artificially created void space structure, digital core, lithological and mineralogical complex of studies, inhomogeneous wettability, wettability modification

Acknowledgements

The authors are very grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the paper.

Recommended citation: Latypova M.R., Pereponov D.I., Kazaku V.V., Scerbacova A., Maryasev I.G., Mukhin R.A., Shilov E.D., Cheremisin A.N., Kosorukov V.L., Tarkhov M.A., Shtinov V.A., Nigmatullin T.E., Batyrshin E.S., Samsonov I.V. (2025). Repetition of the Void Space Structure of Achimov Sandstones of the East Urengoykoye Field in Artificially Created Geometry of a Silicon Microfluidic Chip. *Geosursy = Georesources*, 27(1), pp. 63–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.2>

References

- Ali M., Jha N. K., Al-Yaseri A., Zhang Y., Iglauer S., Sarmadivaleh M. (2021). Hydrogen wettability of quartz substrates exposed to organic acids; Implications for hydrogen geo-storage in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109081. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109081>
- Amott E. (1959). Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Trans.*, 216, pp. 156–162. <https://doi.org/10.2118/1167-G>
- Bartell F.E., Osterhof J.J. 1927. Determination of the Wettability of a Solid by a Liquid. *Ind. Eng. Chem.*, 19(11), pp. 1277–1280.
- Bera B., Mitra S.K., Vick D. (2011). Understanding the micro structure of Berea Sandstone by the simultaneous use of micro-computed tomography (micro-CT) and focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM). *Micron*, 42(5), pp. 412–418. doi: 10.1016/j.micron.2010.12.002
- Bera B., Gunda N.S.K., Mitra S.K., Vick D. (2012). Characterization of Nanometer-Scale Porosity in Reservoir Carbonate Rock by Focused Ion Beam-Scanning Electron Microscopy. *Microscopy and Microanalysis*, 18(01), pp. 171–178. doi: 10.1017/s1431927611012505
- Beucher S., Lantuejoul C. (1979). Use of watersheds in contour detection. International Workshop on Image Processing, Rennes, France, pp. 2.1–2.12.
- Beucher, S. (1991). The watershed transformation applied to image segmentation. *Conference on Signal and Image Processing in Microscopy and Microanalysis*, Cambridge, UK, pp. 299–314.
- Beucher S., Meyer F. (1993). The morphological approach to segmentation: the watershed transformation. *Mathematical Morphology in Image Processing*, 12, pp. 433–481.
- Bobek J.E., Mattax C.C., Denekas M.O. (1958). Reservoir rock wettability-its significance and evaluation. *Transactions of the AIME*, 213(1), pp. 155–160. <https://doi.org/10.2118/895-G>
- Buchgraber M., Clemens T., Castanier L.M., Kovscek A.R. (2011). A Microvisual Study of the Displacement of Viscous Oil by Polymer Solutions. *SPE Reserv Eval Eng.*, 14(03), pp. 269–280.
- Decision of the 5th Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on Mesozoic Deposits of the West Siberian Plain (1991). Editor: I.I. Nesterov; deputy editors: V.S. Bochkarev, Y.V. Braduchan; editors: N.A. Belousova, V.I. Ilyina, A.M. Kazakov et al. Tyumen: ZapSib-NIIGNI, 54 p. (In Russ.)
- Dorhije, D.B., Pereponov, D., Aminev, T., Gimazov, A., Khamidullin, D., Kuporosoov, D., Tarkhov, M., Rykov, A., Filippov, I., Mukhina, E. and Shilov, E. (2024). A Microfluidic and Numerical Analysis of Non-equilibrium Phase Behavior of Gas Condensates. *Scientific Reports*, 14(1), p. 9500. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59972-x>
- Gunde A.C., Bera B., Mitra S.K. (2010). Investigation of water and CO₂ (carbon dioxide) flooding using micro-CT (micro-computed tomography) images of Berea sandstone core using finite element simulations. *Energy*, 35(12), pp. 5209–5216. doi:10.1016/j.energy.2010.07.045
- Gunde K.N.S., Bera B., Karadimitriou N.K., Mitra S.K., Hassanizadeh S.M. (2011). Reservoir-on-a-Chip (ROC): A new paradigm in reservoir engineering. *Lab on a Chip*, 11(22), pp. 3785–3792. <https://doi.org/10.1039/C1LC20556K>
- Iglauer S., Ali M., Keshavarz A. (2021). Hydrogen wettability of sandstone reservoirs: Implications for hydrogen geo-storage. *Geophysical Research Letters*, 48(5). <https://doi.org/10.1029/2020GL090814>
- Johansen R.T., Dunning H.N. (1961). Relative wetting tendencies of crude oils by capillarimetric method. US Department of the Interior, *Bureau of Mines*, 5752.
- Karadimitriou N.K. (2013). Two-phase flow experimental studies in micro-models. *Utrecht Studies in Earth Sciences*, 34 (Dissertation) 211 p.
- Koh K.S., Chin J., China J., Chiang C.L. (2012). Quantitative Studies on PDMS-PDMS Interface Bonding with Piranha Solution and its Swelling Effect. *Micromachines*, 3, pp. 427–441. doi: 10.3390/mi3020427
- Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Zaboov K.O., Galinsky K.A. (2013). Lithological characteristics, reservoir properties and oil and gas bearing capacity of Lower Cretaceous sediments of the Nerutinskaya Depression and adjacent territories in the north of Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 7, pp. 4–13. (In Russ.)
- Kuznetsov, M.A., Ishkinov, S.M., Kuznetsova, T.I., Fakhretidinov, R.N., Yakimenko, G.H., Sidorov, R.V., Bobylev, O.A. (2017). Technology of limiting water inflows into producing wells. *Petroleum Engineering. Development and exploitation of oil fields*, 7, pp. 58–60. (In Russ.)
- Lacey M., Hollis C., Oostrom M., Shokri N. (2017). Effects of Pore and Grain Size on Water and Polymer Flooding in Micromodels. *Energy and Fuels*, 31(9), pp. 9026–9034. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01254>
- Lei W., Lu X., Liu F., Wang M. (2022). Non-monotonic wettability effects on displacement in heterogeneous porous media. *J. Fluid Mech.*, (942 R5), <https://doi.org/10.1017/jfm.2022.386>
- Li T., Li Y., Zhang F., Liang N., Yin J., Zhao H., Yang Y., Chen B., Yang L. (2023). Piranha Solution-Assisted Surface Engineering Enables Silicon Nanocrystals with Superior Wettability and Lithium Storage. *Crystals*, 13(7), 1127. <https://doi.org/10.3390/cryst13071127>
- Lifton V.A. (2016). Microfluidics: an enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR). Lab on a Chip. *Royal Society of Chemistry*, pp. 1777–1796. <https://doi.org/10.1039/C6LC00318D>
- Mittal K.L. (2004). Contact Angle, Wettability and Adhesion, 3. CRC Press., 520 p.
- Mooney R.W., Keenan A.G., Wood L.A. (1952). Adsorption of water vapor by montmorillonite. II. Effect of exchangeable ions and lattice swelling as measured by X-ray diffraction. *Journal of the American Chemical Society*, 74(6), pp. 1371–1374.
- Moore, T.F., Slobod R.L. (1955). Displacement of Oil by Water-Effect of Wettability, Rate, and Viscosity on Recovery. Paper presented at the Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME, New Orleans, Louisiana, October, SPE-502-G. <https://doi.org/10.2118/502-G>
- Morris K.A., Shepperd C.M. (1982) The role of clay minerals in influencing porosity and permeability characteristics in the Bridport Sands of Wytch Farm, Dorset. *Clay Minerals*, 17(1), pp. 41–54. <https://doi.org/10.1180/claymin.1982.017.1.05>

Mungan N. (1972). Relative permeability measurements using reservoir fluids. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(5), pp. 398–402. <https://doi.org/10.2118/3427-PA>

Nelson P.H. (2009). Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bull.*, 93, pp. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>

Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Mansurova M.M., Listak M.V. (2020). Application of multistage hydraulic fracturing in the development of Achimov deposits of the Urengoyskoye field. *Oil and Gas Studies*, 2, pp. 38–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-2-38-48>

Pereponov D., Tarkhov M., Dorhjie D.B., Rykov A., Filippov I., Zenova E., Krutko V., Cheremisin A., Shilov E. (2023). Microfluidic Studies on Minimum Miscibility Pressure for n-Decane and CO₂. *Energies*, 16, 4994. <https://doi.org/10.3390/en16134994>

Pradhan S., Shaik I., Lagraaui R., Bikkina P. (2019). A semi-experimental procedure for the estimation of permeability of microfluidic pore network. *MethodX*, 6, pp. 706–713. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.03.025>

Romm E.S. (1985). Structural models of rock pore space. Leningrad: Nedra, 240 p. (In Russ.)

Rushing J. A., Newsham K. E., Blasingame T. A. (2008). Rock typing—Keys to understanding productivity in tight gas sands. *SPE Unconventional Resources Conference*. Gas Technology Symposium, 114164. SPE-114164-MS. <https://doi.org/10.2118/114164-MS>

Salathiel R. (1973). A. Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. *Journal of petroleum technology*, 25(10), pp. 1216–1224. <https://doi.org/10.2118/4104-PA>

Scerbacova A., Pereponov D., Tarkhov, M., Kazaku, V., Rykov A., Filippov I., Zenova E., Krutko V., Cheremisin A., Evgeny S. (2023). Visualization of Surfactant Flooding in Tight Reservoir Using Microfluidics. *Paper presented at the SPE - Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition*, Vienna, Austria. <https://doi.org/10.2118/214419-MS>

Scherer M. (1987). Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction. *AAPG bulletin*, 71(5), pp. 485–491. <https://doi.org/10.1306/94886ED9-1704-11D7-8645000102C1865D>

Slobod R.L., Blum H.A. (1952). Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks. *J Pet Technol*, 4 (1952), pp. 1–4. doi: <https://doi.org/10.2118/137-G>

Strassner J. E. (1968). Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil-water emulsions. *Journal of Petroleum Technology*, 20(3), pp. 303–312. <https://doi.org/10.2118/1939-PA>

Xi K., Cao Y.C., Jahren J., Zhu R.K., Bjorlykke K., Haile B.G., Zheng L.J., Hellevang H. (2015). Diagenesis and reservoir quality of the lower cretaceous qantou formation tight sandstones in the southern Songliao Basin, China. *Sedimentary Geology*, 330, pp. 90–107. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2015.10.007>

Zahiri B., Sow P. K., Kung C.H., Merida W. (2017). Active Control over the Wettability from Superhydrophobic to Superhydrophilic by Electrochemically Altering the Oxidation State in a Low Voltage Range. *Advanced Materials Interfaces*, 1700121. <https://doi.org/10.1002/admi.201700121>

About the Authors

Margarita R. Latypova – PhD (Geology and Mineralogy), LABADVANCE LLC; postgraduate student, engineer of the I category of the Department of Regional Geology and Earth History, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

11 Sikorsky st., Skolkovo Innovation Centre, Moscow, 121205, Russian Federation

1 Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: latypova@labadvance.net

Dmitrii I. Pereponov – Postgraduate student, Skolkovo Institute of Science and Technology; Research scientist, LABADVANCE LLC

Build. 1, 30 Bolshoi Boulevard, Skolkovo Innovation Centre, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: dmitrii.pereponov@skoltech.ru

Vitaly V. Kazaku – Postgraduate student, Skolkovo Institute of Science and Technology; Research scientist, LABADVANCE LLC

Build. 1, 30 Bolshoi Boulevard, Skolkovo Innovation Centre, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: kazaku@labadvance.net

Alexandra Scerbacova – PhD (Technical Sciences), Postdoc researcher at Sustainable and Resilient Materials Lab, Center for Integrative Petroleum Research, College of Petroleum Engineering & Geosciences, King Fahd University of Petroleum and Minerals

Saudi Arabia, 31261, Dhahran

e-mail: alexandra.scerbacova@kfupm.edu.sa

Igor G. Maryasev – Head of the geological research sector, Systems for Microscopy and Analysis LLC

Office 45, 20 Skolkovskoe shosse, Moscow, 121353, Russian Federation

e-mail: maryasev@microscop.ru

Roman A. Mukhin – Research scientist, Systems for Microscopy and Analysis LLC

Office 45, 20 Skolkovskoe shosse, Moscow, 121353, Russian Federation

e-mail: mukhin@microscop.ru

Evgeny D. Shilov – Research assistant, Skolkovo Institute of Science and Technology; Technical Director, LABADVANCE LLC

Build. 1, 30 Bolshoi Boulevard, Skolkovo Innovation Centre, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: shilov@labadvance.net

Alexey N. Cheremisin – PhD (Technical Sciences), Professor, Deputy Director for Experimental Research of the Centre for Oil and Gas Science and Engineering (Skoltech Petroleum), General Director, LABADVANCE LLC

Build. 1, 30 Bolshoi Boulevard, Skolkovo Innovation Centre, Moscow, 121205, Russian Federation

e-mail: cheremisin@labadvance.net

Vladimir L. Kosorukov – Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Sedimentology and Marine Geology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: kosorukov-vladimir@rambler.ru

Valeria V. Churkina – Leading engineer of the Department of Geology and Geochemistry of Combustible Fossils, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: Lera.keily@gmail.com

Mikhail A. Tarkhov – PhD (Physical and Mathematical Sciences), Head of the Research Laboratory of Quantum Technologies (RLQ), Institute of Nanotechnologies of Microelectronics of the Russian Academy of Sciences

32A Leninsky ave., Moscow, 119334, Russian Federation

e-mail: tmafuz@mail.ru

Vladimir A. Shtinov – Head of Hydrodynamic Modelling Department, RN-BashNIPIneft LLC
Build. 1, 86 Lenina st., Ufa, 450006, Russian Federation
e-mail: ShtinovVA@bnipi.rosneft.ru

Timur E. Nigmatullin – Head of Well Workover Technologies Department, RN-BashNIPIneft LLC
Build. 1, 86 Lenina st., Ufa, 450006, Russian Federation
e-mail: NigmatullinTE@bnipi.rosneft.ru

Eduard S. Batyrshin – Head of Innovative Research Laboratory, RN-BashNIPIneft LLC
Build. 1, 86 Lenina st., Ufa, 450006, Russian Federation
e-mail: BatyrshinES@bnipi.rosneft.ru

Igor V. Samsonov – Head of Special Research Department, Field Development Department, ROSPAN INTERNATIONAL JSC
26/1 Sofiyskaya emb., Moscow, 117997, Russian Federation
e-mail: IV_Samsonov2@rspn.rosneft.ru

*Manuscript received 2 August 2024;
Accepted 30 January 2025; Published 30 March 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)