

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Получена: 08.03.2023.

Одобрена: 17.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

## Научный обзор

### Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений

Д.И. Перепонов<sup>1,2</sup>, А. Щербакова<sup>1,2</sup>, В.В. Казаку<sup>1</sup>, М.Э. Гаджиев<sup>1</sup>,  
М.А. Тархов<sup>3</sup>, Е.Д. Шилов<sup>1,2</sup>, А.Н. Черемисин<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, Россия

<sup>2</sup> ЛАБАДВАНС, г. Москва, Россия

<sup>3</sup> Институт нанотехнологий микроэлектроники Российской академии наук, г. Москва, Россия

#### АННОТАЦИЯ

Для повышения коэффициента извлечения нефти применяются методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН): химические, газовые, тепловые и комбинированные. Стандартные методы лабораторных исследований для подбора и оптимизации технологий МУН и интенсификации притока требуют больших затрат времени и ресурсов, а также кернового материала, который часто бывает в дефиците. Для оптимизации подбора реагентов и технологий разработки месторождений предложено применение микрофлюидной технологии, т.е. проведение экспериментов в пластовых условиях с использованием микрофлюидных чипов с пористой структурой, воспроизводящих свойства ядра целевого месторождения. Основными преимуществами проведения тестов в микромоделях являются низкая продолжительность и возможность визуализации процессов фильтрации, которая позволяет оценить поведение флюидов в пластовых условиях.

В данной работе рассмотрено современное применение микрофлюидики для выбора агентов МУН и методов интенсификации притока и статус этой технологии в нефтегазовой отрасли. Описано использование микрофлюидных чипов для скрининга поверхностно-активных веществ и полимеров, а также изучения механизма действия низкоминерализованной воды. Рассмотрено проведение микрофлюидных тестов для оптимизации газовых и термических МУН, что стало возможным благодаря развитию и совершенствованию технологии.

**Ключевые слова:** микрофлюидика, микрофлюидные чипы, методы увеличения нефтеотдачи, гидроразрыв пласта.

#### Как цитировать:

Перепонов Д.И., Щербакова А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н. Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №1. С. 57–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Received: 08.03.2023.

Accepted: 17.03.2023.

Published: 30.03.2023.

---

## Review article

# Application of microfluidics to optimize oil and gas field development technologies

Dmitrii Pereponov<sup>1,2</sup>, Alexandra Scerbacova<sup>1,2</sup>, Vitaly Kazaku<sup>1</sup>,  
Murad Hajiyev<sup>1</sup>, Michael Tarkhov<sup>3</sup>, Evgeny Shilov<sup>1,2</sup>, Alexey Cheremisin<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

<sup>2</sup> LABADVANCE, Moscow, Russia

<sup>3</sup> Institute of Nanotechnology of Microelectronics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

## ABSTRACT

To increase the oil recovery factor (RF), enhanced oil recovery (EOR) methods are applied: chemical, gas, thermal, and combined ones. Standard laboratory research methods for selecting and optimizing EOR technologies require a lot of time and resources, as well as core material, which is often in short supply. To optimize the selection of reagents and field development technologies, the use of microfluidic technology is proposed i.e. conducting experiments in reservoir conditions using microfluidic chips with a porous structure, reproducing the properties of the core of the target field. The main advantages of conducting tests in micromodels are the low duration and the ability to visualize filtration processes, which makes it possible to evaluate the behavior of fluids in reservoir conditions.

This paper considers the modern application of microfluidics for the selection of EOR agents and stimulation methods and the status of this technology in the oil and gas industry. The use of microfluidic chips for screening surfactants and polymers, as well as studying the mechanism of low-mineralized water action is described. Conducting microfluidic tests to optimize gas and thermal EOR, which became possible due to the development and improvement of technology, is considered.

**Keywords:** *microfluidics, microfluidic chips, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing.*

## To cite this article:

Pereponov D, Scerbacova A, Kazaku V, Hajiyev M, Tarkhov M, Shilov E, Cheremisin A. Application of microfluidics to optimize oil and gas field development technologies. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):57–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Қабылданды: 08.03.2023.

Мақұлданды: 17.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

## Ғылыми шолу

### Мұнай-газ кен орындарын игеру технологияларын оңтайландыруға арналған микрофлюидиканы қолдану

Д.И. Перепонов<sup>1,2</sup>, А. Щербакова<sup>1,2</sup>, В.В. Казаку<sup>1</sup>, М.Э. Гаджиев<sup>1</sup>,  
М.А. Тархов<sup>3</sup>, Е.Д. Шилов<sup>1,2</sup>, А.Н. Черемисин<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Сколково ғылым және технология институты, Мәскеу қаласы, Ресей

<sup>2</sup> ЛАБАДВАНС, Мәскеу қаласы, Ресей

<sup>3</sup> Ресей ғылым академиясының микроэлектроника нанотехнологиялар институты, Мәскеу қаласы, Ресей

#### АННОТАЦИЯ

Мұнай шығару коэффициентін арттыру үшін мұнай беруді арттыру әдістері (бұдан әрі – МБАӨ) қолданылады: химиялық, газ, жылу және аралас. МБАӨ технологияларын таңдау және оңтайландыру және ағынды күшейту үшін зертханалық зерттеулердің стандартты әдістері көп уақыт пен ресурстарды, сондай-ақ жиі жетіспейтін негізгі материалды қажет етеді. Реагенттер мен кен орындарын игеру технологияларын таңдауды оңтайландыру үшін микрофлюидтік технологияны қолдану ұсынылды, яғни. мақсатты кен орнының керн қасиеттерін қайталайтын кеуекті құрылымы бар микрофлюидті чиптерді пайдалана отырып, қабат жағдайында эксперименттер жүргізу. Микромодельдерде сынақтарды жүргізудің негізгі артықшылықтары - бұл төмен ұзақтық және сүзу процестерін визуализациялау мүмкіндігі, бұл қабаттағы сұйықтықтардың әрекетін бағалауға мүмкіндік береді.

Бұл жұмыста МБАӨ агенттерін таңдау үшін микрофлюидиканың заманауи қолданылуы және ағымды күшейту әдістері және мұнай-газ саласындағы осы технологияның мәртебесі қарастырылған. Микрофлюидті чиптерді беттік белсенді заттар мен полимерлерді скринингтеу, және де төмен минералданған судың әсер ету механизмін зерттеу үшін пайдалану сипатталған. Технологияны дамыту мен жетілдірудің арқасында мүмкін болған газ және термиялық МБАӨ оңтайландыру үшін микрофлюидтік сынақтар жүргізу қарастырылды.

**Негізгі сөздер:** микрофлюидтер, микрофлюидті чиптер, мұнай беруді арттыру әдістері, қабатты сумен ажырату.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Перепонов Д.И., Щербакова А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н. Мұнай-газ кен орындарын игеру технологияларын оңтайландыру үшін микрофлюидиканы қолдану // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №1, №. 57–73 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

## Введение

Согласно опубликованным данным, среднее значение коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) на месторождения варьируется в пределах 20–40% в результате применения первичных и вторичных методов добычи [1, 2]. Таким образом, более половины запасов нефти остаётся в пласте. Применение третичных методов добычи (иначе – МУН) позволяет достичь значительно более высоких КИН, от 50% до 70%, что существенно повышает экономическую эффективность разработки [2]. МУН подразумевают добычу нефти путём закачки веществ, обычно не присутствующих в пласте, за счёт повышения эффективности охвата и снижения остаточной нефтенасыщенности [3, 4]. Таким образом, происходит вытеснение зацемленной нефти, удерживаемой капиллярными силами в поровом пространстве, а также нефти из пропластков, ранее не затронутых заводнением [5]. МУН традиционно разделяют на термические, газовые и химические, а также альтернативные (микробиологические, микроволновые и др.) [6].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее распространенными среди реализованных на наземных месторождениях [4] и применяются в основном в коллекторах, содержащих высоковязкую нефть [7]. Принцип действия основан на закачке в пласт теплоносителя, который значительно повышает его температуру и снижает вязкость нефти, благодаря чему нефть становится более подвижной. В качестве теплоносителя может выступать горячая вода, пар или воздух (в случае внутрипластового горения) [8].

Газовые МУН включают закачку попутного нефтяного газа (далее – ПНГ), углекислого газа  $\text{CO}_2$  или азота  $\text{N}_2$ . В качестве целевых объектов обычно выбирают месторождения с легкой низковязкой нефтью, а тип используемого газа зависит от доступности и экономической целесообразности [9]. Увеличение нефтеотдачи в основном происходит за счёт снижения вязкости нефти вследствие изменения её состава после смешения с более легкими компонентами газа, снижения межфазного натяжения между фазами, «набухания» нефти и последующего возникновения градиента давления [9, 10].

Химические методы увеличения

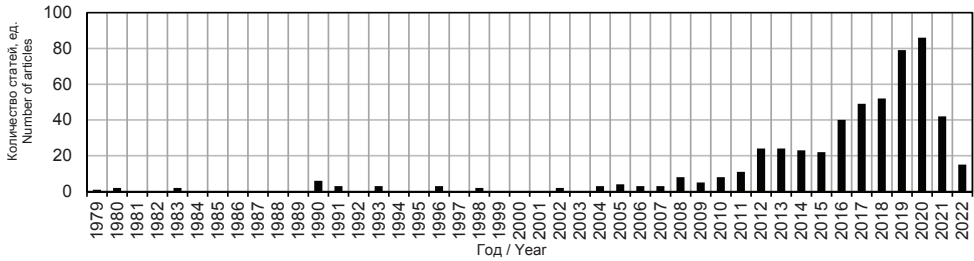
нефтеотдачи (далее – ХМУН) включают закачку полимеров, поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), щелочей и их комбинаций (щелочно-ПАВ-полимерное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение) [11, 12]. Полимерное заводнение (далее – ПЗ) применяют для выравнивания фронта вытеснения и увеличения коэффициента охвата. Водорастворимые полимеры повышают вязкость вытесняющей жидкости, которая способна продвигаться в пласте, как поршень [13, 14]. В ходе ПАВ-заводнения происходит увеличение количества добытой нефти за счёт снижения остаточной нефтенасыщенности. Основные свойства ПАВ – это снижение межфазного натяжения (далее – МФН) на границе водной и углеводородной фаз, а также изменение смачиваемости поверхности породы в сторону более гидрофильной, что приводит к мобилизации нефти и её более легкому течению в поровом пространстве пласта [15–17]. Щелочное заводнение с целью образования природных ПАВ *in situ* при взаимодействии нефтяных кислот с щелочью способно привести к увеличению нефтеотдачи, а также к снижению адсорбции анионных ПАВ на породе [12].

Обычно подбор, разработка и оптимизация МУН проводится индивидуально для каждого месторождения в зависимости от свойств коллектора, пластовых условий, логистики и возможности реализации [8]. Тестирование методов и реагентов проводят в лабораториях с использованием ядерного материала и дорогостоящего оборудования, что требует большого количества ресурсов и времени. Для улучшения качества подбора МУН и сокращения времени известно применение микрофлюидики как одного из этапов программы лабораторных исследований [18, 19].

Микрофлюидика – это научная дисциплина, изучающая движение и распределение микрообъемов жидкостей в нано-, микро- и макромасштабе [18]. Применение микрофлюидной технологии широко распространено в медицине, фармацевтике, биологии, печати, химическом синтезе и других областях [20]. Первое применение микрофлюидной технологии для экспериментальных исследований в нефтегазовой отрасли известно ещё с 1960-х гг. [21, 22], далее с развитием

технологии и отдельных её компонентов получала все большее распространение в научной среде для решения задач нефтегазовой индустрии. Наиболее бурный рост применения технологии произошел

в 2010-х гг. (рис. 1). На данный момент микрофлюидная технология активно внедряется в цепь лабораторных исследований, традиционно применяемых в нефтегазовой промышленности.



**Рисунок 1. Количество статей по применению микрофлюидной технологии в нефтегазовой отрасли**

**Figure 1. Number of articles on the application of microfluidic technology in the oil and gas industry**

Экспериментальные исследования проводят в микрофлюидных чипах – плоских прозрачных аналогах пористой структуры горных пород [19]. Для изготовления микромоделей используют материалы, такие как стекло, кварц, полиметиметакрилат (далее – ПММА) и полидиметилсилоксан (далее – ПДМС), а также кремний [20]. Чипы из кремния и стекла позволяют проводить эксперименты при больших давлениях и температурах. Для производства кремний-стеклянных микрофлюидных чипов используются методы оптической литографии (или фотолитографии). Заданная структура на поверхности кремниевого материала воспроизводится за счёт процесса травления. После создания структуры на кремниевой пластине происходит создание сквозных отверстий, которые могут использоваться как входные и выходные каналы для флюида [20]. Затем кремниевой слой скрепляют с прозрачным слоем (боросиликатное стекло) методом сращивания. Помимо фотолитографии, возможно применение травления химического (мокрое травление кислотами) или лазерного (действие электромагнитного излучения) [20]. Флюиды (нефть, воду, растворы ПАВ и полимеров, газы) закачивают с использованием насосов в микромоделю при разных условиях (температуре и давлении), и далее анализируют характер течения и взаимодействия потоков при помощи камеры микроскопа или другими методами неразрушающего контроля.

Характерным преимуществом применения микрофлюидики для МУН является возможность визуализации однофазного или многофазного течения флюидов в поровом пространстве. Благодаря этому возможно проанализировать как течение в микромасштабе, так и распределение фаз и скрытые локальные эффекты [6]. В данной работе рассмотрены публикации и представлены результаты, в которых показано использование микрофлюидики для скрининга агентов для ХМУН (ПАВ, полимеры), а также для оптимизации жидкостей гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) и оценки эффективности закачки низкоминерализованной воды. Также рассмотрены газовые и тепловые МУН в контексте «лаборатории на чипе» и описаны проекты, реализованные в нашей лаборатории.

**Применение микрофлюидки для оптимизации МУН**

**Полимерное заводнение.** ПЗ является наиболее распространенной технологией из перечня ХМУН [10], и его изучению посвящено большое количество работ как в образцах керна, так и в микромоделях. Так, Родригез де Кастро и др. [23] изучали влияние концентрации ксантана на соотношение капиллярного числа и коэффициента подвижности в ходе вытеснения нефти раствором полимера. Использованная микромодель была изготовлена из кремния с гидрофильной поверхностью и покрыта стеклом. Геометрия порового пространства представ-

ляла собой сеть пор и каналов, а проницаемость микромоделей составляла 2,87 Дарси. В результате анализа ПЗ авторы установили, что с ростом концентрации полимера снижается остаточная нефтенасыщенность при любой скорости потока и при всех рассмотренных значениях капиллярного числа.

Вегнер и др. [24] провели ПЗ в микромоделей с целью оценить влияние вязкоупругих свойств раствора полимера на остаточную нефтенасыщенность. Работу проводили в стекляннокремнистеклянных микромоделей с геометрией порового пространства, повторяющей срез образца породы. Внутренняя поверхность микрофлюидных чипов была покрыта тонким слоем диоксида кремния для гидрофобизации поверхности. Таким образом, исследование реологических свойств в свободном объеме и визуализация характера течения раствора в пористой структуре показали, что вязкоупругие свойства полимера не влияют на остаточную нефтенасыщенность.

Лейси и др. [25] изучали влияние размера пор и зёрен в структуре кремнистеклянных микромоделей на динамику течения и КИН раствора ксантана. Геометрия порового пространства была разработана на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии модели песчаника. Было выяснено, что эффективность ПЗ ниже в системах с более мелкими порами, где капиллярные силы преобладают над вязкими.

Бучграбер и др. [26] сравнивали поведение широко применяемых полимерных композиций с новыми разработками в микромоделей с геометрическими и топологическими свойствами песчаника Береа. В качестве традиционного полимера был использован гидролизированный полиакриламид (далее – ГПАА), а новыми композициями выступали растворы ассоциативного полимера (такие полимеры способны сильнее повышать вязкость водной фазы по сравнению с ГПАА при добавлении равных концентраций [27]). Растворы ГПАА и ассоциативных полимеров достигли приблизительно равных КИН, но ассоциативные полимеры показали более равномерные фронты вытеснения.

Также известны работы по визуализации течения нанополимерных композиций (раствор полимера с нано-

частицами). Сантамария и др. [28] рассматривали процесс вытеснения нефти составами на основе ГПАА и наночастиц диоксида кремния  $\text{SiO}_2$ . Авторы пришли к выводу, что увеличение КИН достигается за счёт снижения капиллярных сил и улучшения вязкоупругих свойств полимера при добавлении наночастиц. Руеда и др. [29] исследовали влияние насыщенности и размера участков гидрофобной поверхности в микромоделей на распределение флюидов в ходе вытеснения нефти нанополимерными составами.

Отдельной задачей является изучение влияния реологических свойств полимеров на вытеснение нефти на уровне пор. Такие исследования проводили Ки и др. [30], Де и др. [31], Друетта и др. [32]. Авторы демонстрировали поведение растворов полимеров при взаимодействии с нефтью на микроуровне и проводили корреляции между свойствами композиций и основными действующими механизмами, вовлеченными в процесс.

**ПАВ-заводнение.** Визуализация взаимодействия ПАВ-композиций с нефтью в пористых структурах является информативным методом, с помощью которого можно качественно и количественно оценить поведение ПАВ и его эффективность. Ким и др. [33] проводили скрининг ПАВ для конкретного месторождения с использованием стеклянных микрофлюидных чипов вместо моделей песчаника. Такой подход позволил существенно сократить затраченное на работу время (несколько дней вместо нескольких недель). В структуру закачивали нефть и выдерживали при нагреве до  $65^\circ\text{C}$  в течение ночи для гидрофобизации поверхности, а затем закачивали воду (имитируя вторичный МУН), после чего довытесняли нефть раствором ПАВ (третичный МУН). Авторы установили, что наиболее эффективным агентом вытеснения оказался ПАВ с наименьшим значением МФН порядка  $10^{-3}$  мН/м.

Поскольку поверхность карбонатных коллекторов преимущественно гидрофобная из-за адсорбции полярных компонентов нефти [34, 35], для имитации карбонатного пласта в микрофлюидном чипе необходимо создавать гидрофобную поверхность для корректной оценки эффективности ПАВ. На данный момент известно несколько способов гидрофобизации внутренней поверхности



микромоделей помимо закачки нефти с последующей выдержкой при пластовой температуре в течение 12–24 ч. Это закачка растворов веществ, модифицирующих смачиваемость, покрытие тонким слоем наночастиц графена или диоксида кремния, а также выращивание слоя кальцита в чипе. Ксю и др. [36] сравнивали МФН-профили нескольких ПАВ и их влияние на значение коэффициента вытеснения, уделяя пристальное внимание начальному и равновесному значениям МФН. В работе была использована стеклянная микромодель с геометрией среза реальной карбонатной породы, которую гидрофобизовали путем прокачки 0,5%-го раствора диметилсилоконового масла в петролейном эфире с последующим выпариванием растворителя. Схема эксперимента также имитировала третичный МУН – закачка воды с последующим довытеснением ПАВ. Авторы пришли к выводу, что ПАВ с более низким начальным значением МФН способны эффективнее вытеснять нефть, т.к. они быстрее и активнее мобилизуют заземленную нефть.

Вегнер и др. [37] использовали стеклянно-кремний-стеклянные микромоделли с нанопокрывтием  $\text{SiO}_2$  для изменения смачиваемости чипа с гидрофильной на гидрофобную. Для скрининга агентов МУН авторы провели тест на фазовое поведение нефти с ПАВ-композициями с разной минерализацией воды для определения оптимальной солёности. Затем сравнили результаты с фильтрационными экспериментами в микрофлюидных чипах и выяснили, что максимальный коэффициент вытеснения показал состав, отобранный в ходе скрининга солёности.

Юн и др. [38] также проводили скрининг ПАВ, для чего в микрофлюидных чипах из боросиликатного стекла выращивали слой нанокристаллов кальцита толщиной 1–2 мкм *in situ* согласно методике, описанной ими ранее [39]. Так, после активации поверхности стекла силансодержащим связывающим агентом, проводилась попеременная закачка растворов хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  и карбоната натрия  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (5–20 циклов). После образования слоя кальцита микромодель насыщали нефтью, после чего проводили закачку ПАВ с целью сравнить новую композицию с коммерчески доступной.

Одним из направлений применения микрофлюидики для изучения ПАВ яв-

ляется исследование образования эмульсий с нефтью, в т.ч. сравнение эмульгирующей способности в свободном объеме и в пористой структуре. Варва и др. [40] предложили новый подход к интерпретации фазового поведения флюидов с ранжированием по шкале вязкости верхней (нефтяной) фазы. Далее авторы сравнили значение кажущейся вязкости, полученной в ходе фильтрационных тестов в микрофлюидных чипах, со значениями в свободном объеме. Джао и др. [41] визуализировали образование эмульсий при контакте нефти с растворами ПАВ в стеклянных микромоделлях двух типов – с гомогенной и гетерогенной структурами. Было получено два типа эмульсий – «масло в воде» (прямая) и «вода в масле» (обратная), а также выявлен движущий механизм их образования. Авторы продолжили работу [42] с целью изучения механизмов образования микроэмульсий. В обоих случаях была проведена корреляция между эмульсификацией в свободном объеме и при течении флюидов.

**Закачка низкоминерализованной воды.** В 90-х гг. XX в. группа ученых под руководством Морроу доказала, что изменения солёности закачиваемой воды при определённых условиях могут положительно влиять на нефтеотдачу [43]. С каждым годом изучение продолжалось с целью улучшения исследовательских подходов и точности экспериментов. Одними из первых, кто начал это исследование с использованием микрофлюидных чипов, была группа учёных во главе с профессором Ковчек [44]. Их микромодель со структурой-аналогом песчаника Береа была модифицирована с помощью каолинита и монтмориллонита, что обеспечило репрезентативное взаимодействие между породой и флюидами. Так, на кремниевостеклянных микрочипах было изучено влияние смачиваемости поверхности и процесса образования эмульсий на нефтеотдачу. Кроме того, для микрочипов с каолинитом заводнение при низкой солёности показало мобилизацию нефти и перенаправление потока в более мелкие поры, которые были частично закупорены глиной; для микрочипов с монтмориллонитом такого эффекта не наблюдалось. Последующие исследования [45] доказали, что зачастую именно тип глины определяет, произойдёт ли изменение смачиваемости или нет. Микромоделли, покрытые каоли-

нитом, изменяли смачиваемость с гидрофобной на смешанную при закачке низкоминерализованной воды; для модели, покрытой иллитом, такого эффекта не наблюдалось.

Хотя все вышеуказанные тесты проводились с глинистыми включениями, закачка низкоминерализованной воды может быть эффективной и при их отсутствии, предполагая пренебрежение такими механизмами, как набухание глины, миграция мелких частиц, ионный обмен. Основными механизмами, наблюдаемыми на стеклянных микромоделях были образование микродисперсий, ремобилизация нефти [46], уменьшение электростатических сил притяжения [47], более высокий коэффициент диффузии молекул воды, изменение смачиваемости [47]. Дополнительным эффектом было образование микроэмульсий, которые были более характерны для гидрофобной поверхности [44]. При закачке низкоминерализованной воды также оказалось важно контролировать значение кислотного числа нефти [48]. При его увеличении наблюдался рост коэффициента вытеснения, но лишь до критического значения, далее дополнительного нефтевытеснения не наблюдалось. В литературе также встречаются случаи, когда закачка воды с низкой минерализацией нецелесообразна независимо от условий выдержки или температуры [49].

Одним из новейших подходов является оценка эффективности закачки воды низкой минерализации на микрочипе, вытравленном в кальците. Так, например, на структуре с прямым каналом и ответвлениями, имитирующими поры, было показано, что при закачке воды высокой минерализации большая часть нефти оставалась зацементированной [49]. Последующая закачка воды с низкой минерализацией, напротив, способствовала довытеснению нефти за счёт изменения смачиваемости, но только там, где уже находилась высокоминерализованная вода. Иным подходом является использование стеклянных чипов, покрытых кальцитом [50]. В ходе исследования влияния солёности закачиваемой воды и двухвалентных ионов на смачиваемость было обнаружено, что изменение смачиваемости может произойти через несколько часов после закачки низкоминерализованной воды и даже при комнатной температуре.

**Газовые МУН.** Как только прогресс производства микрофлюидных чипов достиг возможности работы с высокими давлениями, учёные приступили к изучению процессов взаимодействия газов с различными флюидами. Насколько нам известно, первые микрофлюидные тесты по изучению газовых МУН были проведены в Бергенском университете [51]. В их эксперименте углекислый газ закачивался в микромодель с остаточной нефте- и водонасыщенностью при давлении в 1 бар. Было замечено, что  $\text{CO}_2$  сначала фильтровался в сторону крупных пор, заполненных нефтью, оставляя при этом воду неподвижной. В условиях эксперимента углекислый газ должен был быстрее растворяться в нефти, но оказалось, что попадание диоксида углерода в пору также зависело от характера взаимодействия флюидов, непрерывности фаз и смачиваемости. В 2018 г. группа исследователей из Канады и США создала микрофлюидный чип с нанопористой структурой [52]. Первая серия экспериментов проводилась с азотом при давлениях от 5 до 11 МПа. По мере увеличения давления газа «газовые пальцы» становились меньше и демонстрировали более высокую пространственную плотность, что приводило к более высокому КИН. Последующие эксперименты проводились с углекислым газом при давлении 11 МПа, что выше значения минимального давления смеси (ранее – МДС) для данных флюидов. Когда газ закачивался в пористую среду с низким давлением (около 5 МПа), наблюдался прорыв газа вблизи стенок модели, и вытеснение оказывалось неэффективным. В то же время, когда давление на выходе поддерживалось равным 10 МПа,  $\text{CO}_2$  практически полностью вытеснял нефть, изначально насыщавшую модель, хотя перепад давления при этом был достаточно низким (1 МПа). Далее авторы изготовили микрофлюидный чип иного дизайна, где по бокам от нанопористой среды находились два высокопроницаемых канала. Моделирование процесса циклической закачки газа производилось путем насыщения пористой среды легкой нефтью через оба микроканала. Далее эти каналы продувались воздухом под высоким давлением, чтобы полностью вытеснить нефть из двух тонких капилляров.



Впоследствии газ был закачан с обеих сторон от пористой структуры, и вся система выдерживалась определённое время, что позволяло газу просочиться внутрь нанопористой структуры. На этапе добычи давление газа в боковых микроканалах было снижено. Авторы смогли оптически наблюдать взаимодействие газа и нефти, а также измерить коэффициент вытеснения при различных термобарических условиях.

**Тепловые МУН.** Микрофлюидное оборудование непрерывно совершенствовалось, что позволило впоследствии проводить эксперименты при высоких температурах. Одна из первых серий экспериментов была проведена в Канаде, где при температуре 100°C была протестирована эффективность использования щелочной добавки при термогравитационном дренировании пласта (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage) [53]. Для экспериментов была использована микрофлюидная модель, имитирующая горную породу реального месторождения. Результаты показали, что использование пара с добавлением щелочи в отличие от чистого пара увеличивает эффективность вытеснения битума из пористой структуры. Более того, в случае с экспериментом с щелочной добавкой средний размер эмульсий типа «нефть в воде» уменьшился с 150 до 6 мм. Такая разница была обусловлена усиленным высвобождением натуральных водорастворимых ПАВ в битуме при добавлении щелочи. Последующий эксперимент проводился на той же микрофлюидной модели, но помимо оптической визуализации использовалась инфракрасная [54]. Комбинированный инфракрасный и оптический анализ процесса SAGD выявил сильно сегментированную границу паровой камеры с зонами медленного и быстрого дренажа. Также было замечено, что концентрация щелочной добавки в паре до концентрации 800 мг/кг приводила к более высоким скоростям вытеснения. Анализ температурного поля показал, что падение температуры на границе раздела фаз становилось менее резким по мере продвижения паровой камеры, тем самым доказана взаимосвязь между фильтрационными и тепловыми процессами.

В случае когда SAGD оказывается нерентабельным, можно рассматривать совместную закачку пара и растворителя [55]. Для тестирования данной технологии

были использованы два чистых (бутан и гексан) и два промышленных растворителя (конденсат и нефтя) при пластовой температуре (до 200°C). Гексан, в отличие от бутана, конденсировался с паром на границе раздела битума, но азеотропная температура была близка к температуре насыщения паром, что приводило к разбавлению битума с сильным осаждением асфальтенов. В то время, как и конденсат, и нефтя конденсировались с водяным паром, температура на границе раздела с битумом была выше для нефтя из-за присутствия в её составе более тяжелых фракций. Таким образом, наиболее эффективным тепловым МУН оказалась закачка пара с нефтя, показав более высокую азеотропную температуру парорастворителя, эффективное разбавление и незначительное осаждение асфальтена. Другим тепловым МУН, успешно протестированным на микрофлюидном чипе, была совместная закачка пенных ПАВ, неконденсирующихся газов и пара [56]. Для быстрой оценки характеристик пены, а также наблюдения за возможным осаждением и распадом на фазы, в микрофлюидных экспериментах использовалось прямое наблюдение за динамикой вспенивания с последующим тестированием стабильности и подвижности в пористых средах. Такой быстрый тип скрининга при температурах более 150°C позволил отобрать наиболее перспективные агенты ПАВ для последующего их тестирования с нефтяю.

**Подбор жидкости ГРП.** Для описания основных процессов, связанных с ГРП и последующей добычей, учёные из США разработали экспериментальную установку и микрофлюидные модели из геоматериалов для имитации пластовых условий в лаборатории [57]. Согласно их выводам, использование смешивающихся растворителей в процессах рестимуляции может продлить срок службы скважин для ГРП. Микрофлюидные исследования показали, что углеводороды и сверхкритический углекислый газ лучше смешиваются в гидрофобных породах в присутствии воды. Кроме того, было обнаружено, что даже при наличии подвижной воды в результате перемешивания, вызванного неоднородностью, углеводороды легче вытеснялись из пор, насыщенных нефтяю. В другом исследовании, использующем

кремнево-стеклянные микрочипы с круглой и квадратной формой зёрен, была представлена технология для визуализации вытеснения жидкости во время ГРП [58]. Деионизированная вода, раствор KCl и реагент на водной основе (slick water) оценивались по эффективности вытеснения, захвата в ловушку жидкости гидроразрыва и объемной инфильтрации в нанопористую структуру. Результаты показали, что для зёрен квадратной формы раствор KCl проникает в наибольшей степени на стадии ГРП, при этом демонстрируя наименьшее заземление в пористой структуре и наибольшее нефтеизвлечение. Наименьшее количество жидкости вытесняется при использовании дистиллированной воды, поскольку она наименее эффективна как при инфильтрации, так и при очистке от жидкости ГРП.

Впоследствии исследование были продолжены для прямой количественной оценки динамики образования отложений при закачке жидкости ГРП и сопоставления микрофлюидных экспериментов с результатами керновых тестов [59]. Результаты показали, что в дополнение к межфазному натяжению, изменению смачиваемости и подвижности жидкости существуют и другие факторы, влияющие на эффективность обратного притока. В частности, было обнаружено, что увеличение скорости обратного притока приводит к уменьшению закупорки пор остатками полимера путем диспергирования. Также было замечено, что жидкость ГРП, показавшая наилучший результат в ходе керновых исследований, была более эффективной и в экспериментах на микрофлюидном чипе. Результаты показали корреляцию между тестами на кернах и микрофлюидных чипах, что подтверждает эффективность использования микрофлюидных чипов для скрининга ГРП жидкостей.

#### **Примеры реализованных проектов с использованием микрофлюидной технологии**

Экспериментальная установка. Для задач нефтегазовой индустрии важно, чтобы лабораторные эксперименты проводились при высоких давлениях и температурах. Все коммерческое микрофлюидное оборудование (микрофлюидные держатели и микрофлюидные чипы), которое доступно сегодня на

рынке, не рассчитано на эксперименты при больших давлениях и температурах. Именно поэтому для тестов, которые будут описаны в этой части статьи, был использован запатентованный микрофлюидный держатель [60] (рис. 2). Он был разработан специально для микрофлюидных тестов под высокими давлением (до 60 МПа) и температурой (до 200°C). Конструкция микрофлюидного держателя позволяет обеспечить герметичный подвод флюидов внутрь каналов микрофлюидного чипа (до 9 каналов), контролируя при этом температуру флюида внутри самого чипа.

Контроль давлений в данной установке обеспечивается абсолютными датчиками давления, стоящими на входе и выходе из микрофлюидного держателя, а также датчиками перепада давления. Для визуализации взаимодействия флюидов в микрофлюидном держателе используется микроскоп, способный работать в белом и флуоресцирующем свете, что позволяет оценивать эффективность того или иного агента вытеснения, изучать локальные эффекты и валидировать симуляторы. Применения высокоскоростной камеры (до 10000 кадров в секунду) позволяет детально изучать динамические процессы.

#### **Измерение МДС для газовых МУН.**

При закачке газа в нефтяной пласт одним из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность технологии, является минимальное давление смесимости. МДС – это минимальное давление, при котором при постоянных температуре и составе флюидов достигается одноконтантная или многоконтантная смесимость. Общепринятым нефтяным стандартом измерения данного параметра является slim-трубка, длинная металлическая трубка малого диаметра, набитая песком или стеклянными шариками.

Для определения МДС был создан уникальный дизайн микрофлюидного чипа, полностью отвечающего критериям slim-трубки: длина канала много больше его ширины. Кроме того, микрофлюидный канал был заполнен столбиками, имитирующими набивку стеклянными шариками, что позволило воспроизводить многоконтантную смесимость газа с нефтью. Во время эксперимента на качественном уровне было замечено, что при давлении ниже МДС газ прорывается через пористую структуру с высокой долей остаточной нефти. В случае же

смешивающегося вытеснения газовой фронт полностью вытесняет нефть из модели. Примеры экспериментальных кадров представлены на рис. 3а. Более того, для количественной оценки все кадры экспериментальных видео были бинаризованы, что позволило получить графики зависимости коэффициента вытеснения (Квыт) от времени и строить итоговый график зависимости Квыт от давления аналогично стандартной слим-трубке.

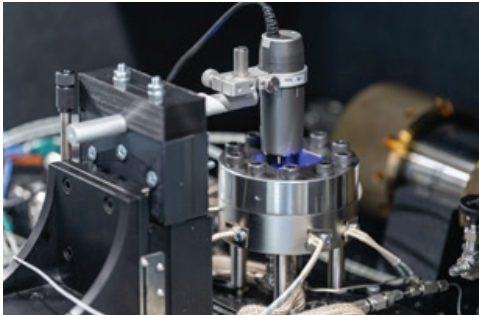


Рисунок 2. Микрофлюидное оборудование  
Figure 2. Microfluidic device

**Скрининг газовых МУН.** Для исследования газовых МУН возникла идея создать микрофлюидный чип, который позволил бы проводить эксперименты как на обычную, так и циклическую закачку газа, будучи при этом репрезентативным для экстраполяции на реальное месторождение. Дизайны чипов, опубликованные авторами ранее, были, в первую очередь, сосредоточены на описании лишь одного механизма, влияющего на эффективность вытеснения. Так, была создана радиальная модель микрофлюидного чипа с гомогенной пористой структурой (рис. 3б).

При обычной закачке газ сначала попадал в центр модели по высокопроницаемому каналу. Далее газ вытеснял нефть к четырем равноудаленным каналам вокруг модели, имитируя при этом пятиточечную систему расстановки скважин. При циклической закачке газ сначала на большой скорости фильтровался через центральное отверстие пористой структуры. Далее, после этапа выдержки, начиналась откачка газа в сторону того же центрального отверстия. Такой уникальный микрофлюидный чип и разработанная экспериментальная процедура позволили находить зависимость Квыт от скоростей фильтрации, абсолютного давления,

а также изучить локальные эффекты, возникающие при процессе фильтрации.

**Скрининг ПАВ на аналогах цифрового ядра.** Для быстрой оценки вытесняющей эффективности ПАВ была разработана структура микрофлюидного чипа на основе цифровой модели ядра (рис. 3в). Такая структура была создана путём наложения всех 3D-слоев образца реального ядра (полученных томографированием образца) вдоль оси. Затем было выполнено несколько операций для получения окончательного варианта структуры: применение локального медианного фильтра, расширение и эрозия. Также было получено распределение размеров пор цифровой 2D модели, которое хорошо коррелировалось с распределением размеров пор реального ядра.

В рамках данного проекта был проведен скрининг ряда ПАВ-композиций в свободном объеме при пластовой температуре 83°C, который включал тест на стабильность, фазовое поведение с нефтью и измерение межфазного натяжения. Особое внимание уделялось МФН-профилям, а именно начальному и равновесному значениям. В результате скрининга были отобраны 4 ПАВ-композиции, с которыми затем были проведены фильтрационные тесты в микро-моделях, а также базовый эксперимент с вытеснением нефти пластовой водой соленостью 22,5 г/л. В результате проведенных тестов было установлено, что все ПАВ достигают больших значений Квыт, чем вода, а также демонстрируют более равномерное вытеснение.

**Исследование поведения ПАВ в пористых структурах с различными свойствами.** Целью данной работы было создание универсального микрофлюидного чипа, с помощью которого можно проводить оценку эффективности ПАВ при разных солёностях и температурах, анализировать локальные эффекты, такие как образование эмульсий, а также визуализировать поведение и распределение флюидов в структурах с близкими значениями пористости, но значительно различающимися значениями проницаемости. Для этого была спроектирована структура чипа с тремя параллельными каналами, каждый из которых заполнен зёрнами разного диаметра (рис. 4а). Проницаемость каналов составила 500, 250 и 50 мД для мелких, средних и крупных зёрен соответственно.

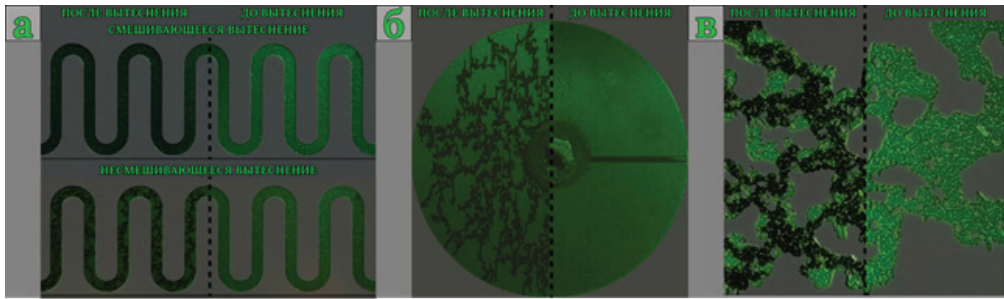


Рисунок 3. Примеры изображений микрофлюидных моделей до и после вытеснения

Figure 3. Sample images of microfluidic models before and after displacement

а) микрофлюидная slim-трубка / microfluidic slim-tube; б) радиальная модель для газовых МУН / radial model for gas EOR; в) модель цифрового ядра на чипе / digital core model with the use of a chip

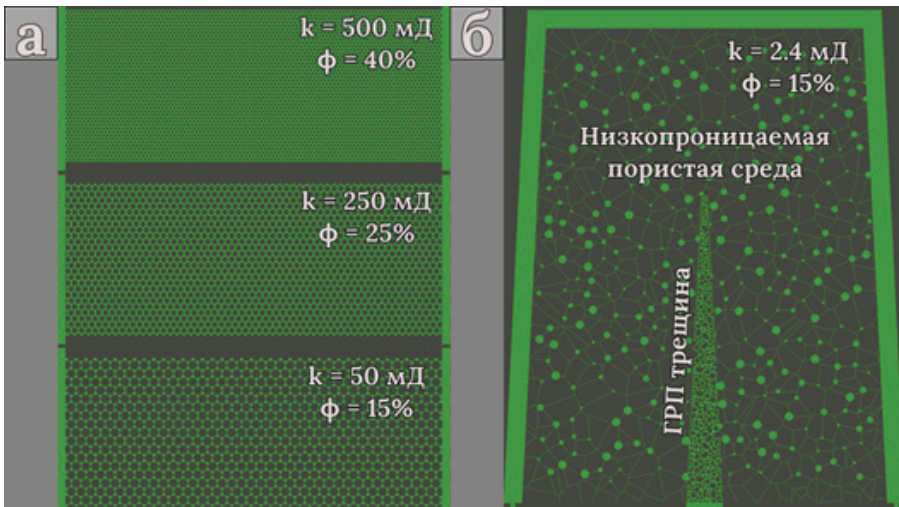


Рисунок 4. Примеры дизайнов микрофлюидных моделей

Figure 4. Examples of microfluidic model designs

а) модель для скрининга ПАВ / model for screening surfactants; б) имитация ГРП трещины / simulated hydraulic fracturing

Для двух выбранных ПАВ был проведён тест по определению термостабильности при 70°C и разных солёностях, тест по оценке фазового поведения с нефтью и измерения МФН. Были выбраны стабильные ПАВ-композиции с разными значениями МФН порядка 100, 10<sup>-1</sup> и 10<sup>-2</sup> мН/м, проведены фильтрационные тесты в микромоделях, а затем определен Квит в каждой структуре (канале) чипа.

Скрининг жидкостей ГРП на микрофлюидном аналоге низкопроницаемого месторождения. В данном исследовании была разработана методология подбора жидкостей для гидроразрыва пласта. Дизайн микрофлюидного чипа представлял собой высокопроницаемую зону, имитирующую трещину ГРП, а также низкопроницаемую пористую среду вокруг

трещины (рис. 4б). Свойства пористой структуры, включающие проницаемость, пористость, распределение пор по размерам, были воспроизведены по данным реального месторождения, на котором запланировано пилотное исследование по оптимизации технологии ГРП. Дополнительно для воспроизведения реальных процессов, происходящих на глубине нефтяной залежи, микрофлюидный эксперимент проводился при термобарических условиях, соответствующих пластовым.

Серия экспериментов проводилась на трёх различных композициях жидкостей: эталонной жидкости и двух жидкостях для ГРП. Изначально микрофлюидный чип заполнялся нефтью реального месторождения, далее в том же направлении закачивалась жидкость ГРП. Для ини-



циации обратного притока нефть закачивалась в противоположную сторону от первоначальной закачки, имитируя этап добычи нефти. На данном этапе с помощью флуоресцентного микроскопа рассматривалась эффективность очистки модели от жидкости ГРП, охарактеризованная коэффициентом продуктивности. Дополнительным параметром, свидетельствующим о качестве очистки модели, служило изменение перепада давления при обратной прокачке.

### Выводы

В данной работе представлен обзор применения микрофлюидной технологии для скрининга агентов и исследования свойств агентов МУН, а также статус самой технологии на данный момент. В работе рассмотрены ХМУН (ПАВ и ПЗ), газовые и термические методы, а также подходы к исследованию жидкостей ГРП и низкоминерализованной воды. Проведение экспериментов в микромоделях предоставляет уникальную возможность ви-

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Перепонов Д. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, подготовка и редактирование текста, Щербак А. – сбор и обработка материалов, написание текста, редактирование текста, Казаку В. – сбор и обработка материалов, подготовка текста, Гаджиев М. – сбор и обработка материалов, подготовка текста, Тархов М. – сбор и обработка материалов, редактирование текста, Шилов Е. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, редактирование текста, Черемисин А. – сбор материалов, редактирование текста.

зуализации потоков флюидов в пористой структуре. Реализация экспериментов при высоких температурах и давлениях стала возможной благодаря активному развитию отдельных компонентов технологии, а именно подходов к производству микрофлюидных чипов, микрофлюидных держателей высокого давления, шприцевых насосов высокого давления и методов обработки экспериментальных результатов.

Несмотря на активное использование микрофлюидики в цепи экспериментов многими исследовательскими группами, она все ещё не стала одним из общепринятых стандартных методов лабораторных исследований для нефтегазовой отрасли.

Вторая часть работы описывает результаты, полученные нашей научной группой. Описание включает информацию об экспериментальной установке, подходах к проектированию микрофлюидных чипов (некоторые из них не имеют аналогов в литературе), а также краткий обзор основных результатов, полученных на начало 2023 г.

### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** This study was not supported by any external sources of funding.

**Competing interests.** The authors declare that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. Dmitry Pereponov – collection and processing of materials, analysis of the obtained data, preparation and editing of the text; Alexandra Shcherbakova – collection and processing of materials, writing the text, editing of the text, Vitaly Kazaku – collection and processing of materials, preparation of the text, Murad Gadzhiev – collection and processing of materials, preparation of the text, Michael Tarkhov – collection and processing of materials, editing of the text, Evgeny Shilov – collection and processing of materials, analysis of the obtained data, editing of the text, Alexey Cheremisin – collection of materials, text editing.

## REFERENCES

1. Sheng JJ. Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*. 2015;1(2):97–105. doi:10.1016/j.petlm.2015.07.003.
2. Muggeridge A, Cockin A, Webb K, et al. Recovery rates , enhanced oil recovery and technological limits. *Philos Trans A Math Phys Eng Sci*. Published online 2014. doi:10.1098/rsta.2012.0320.
3. Lake LW. *Enhanced Oil Recovery*. New York: Prentice Hall, Englewood Cliffs; 1989.
4. Kang P-S, Lim J-S, Huh C. Screening Criteria and Considerations of Offshore Enhanced Oil Recovery. *Energies*. 2016;9(1):1–18. doi:10.3390/en9010044.
5. Pwaga S, Iluore C, Idrees MU, et al. *Comparative Study of Different EOR Methods*. Trondheim: NTNU; 2010.
6. Fani M, Pourafshary P, Mostaghimi P, Mosavat N. Application of microfluidics in chemical enhanced oil recovery: A review. *Fuel*. 2022;315:123225. doi:10.1016/j.fuel.2022.123225.
7. Xu ZX, Li SY, Li BF, et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Pet Sci*. 2020;17(4):990–1013. doi:10.1007/s12182-020-00467-5.
8. Askarova A, Turakhanov A, Markovic S, Popov E. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *J Pet Sci Eng*. 2020;194:107456. doi:10.1016/j.petrol.2020.107456.
9. Gbadamosi AO, Kiwalabye J, Junin R, Augustine A. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *J Pet Explor Prod Technol*. 2018;8(4):1373–1387. doi:10.1007/s13202-018-0451-6.
10. Alvarado V, Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*. 2010;3(9):1529–1575. doi:10.3390/en3091529.
11. Gbadamosi AO, Junin R, Manan MA, Agi A, Yusuff AS. *An Overview of Chemical Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Prospects*. Berlin Heidelberg: Springer; 2019. doi:10.1007/s40089-019-0272-8.
12. Olajire AA. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014;77:963–982. doi:10.1016/j.energy.2014.09.005.
13. Kamal MS, Sultan AS, Al-mubaiyeh UA, Hussein IA. Review on Polymer Flooding : Rheology, Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. *Polymer Reviews*. 2015;55(3):491–530. doi:10.1080/15583724.2014.982821.
14. Li X, Zhang F, Liu G. Review on polymer flooding technology. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science; 2021 Oct 10–14; Orlando, Fl. doi:10.1088/1755-1315/675/1/012199. Available from: <https://www.researchgate.net/journal/IOP-Conference-Series-Earth-and-Environmental-Science-1755-1315>[https://www.researchgate.net/publication/349886677\\_Review\\_on\\_polymer\\_flooding\\_technology](https://www.researchgate.net/publication/349886677_Review_on_polymer_flooding_technology).
15. Hirasaki GJ, Miller CA, Puerto M. Recent advances in surfactant EOR. *SPE J*. 2011;16(4):889–907. doi:10.2118/115386-PA.
16. Pal S, Mushtaq M, Banat F, Al Sumaiti AM. Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Pet Sci*. 2018;15(1):77–102. doi:10.1007/s12182-017-0198-6.
17. Sagir M, Mushtaq M, Tahir MS, Tahir MB, Shaik AR. *Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications*.; 2020. doi:10.1007/978-3-030-18785-9.
18. Lifton VA. Microfluidics: An enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR). *Lab Chip*. 2016;16(10):1777–1796. doi:10.1039/c6lc00318d.
19. Gogoi S, Borgohain S. Review on microfluidic studies for EOR application. *J Pet Explor Prod Technol*. 2019;9(3):2263–2277. doi:10.1007/s13202-019-0610-4.
20. Karadimitriou NK, Hassanizadeh SM. A Review of Micromodels and Their Use in Two-Phase Flow Studies. *Vadose Zo J*. 2012;11(3):vzj2011.0072. doi:10.2136/vzj2011.0072.
21. Mattax C, KYTE J. Ever see a water flood? *Oil Gas J*. 1961;59:115–128.
22. Davis JA, Jones SC. Displacement Mechanisms of Micellar Solutions. *J Pet Technol*. 1968;20(12):1415–1428. doi:10.2118/1847-2-pa.
23. Rodriguez A, Castro D, Oostrom M, Shokri N. Effects of shear-thinning fluids on residual oil formation in microfluidic pore networks. *J Colloid Interface Sci*. 2016;472:34–43. doi:10.1016/j.jcis.2016.03.027.



24. Wegner J, Hincapie RE, Födisch H, Ganzer L. Novel Visualisation of Chemical EOR Flooding Using a Lab-on-a-Chip Setup Supported by an Extensive Rheological Characterisation; 2015 Aug 11–13; Kuala Lumpur, Malaysia. Paper Number: SPE-174648-MS.

25. Lacey M, Hollis C, Oostrom M, Shokri N. Effects of Pore and Grain Size on Water and Polymer Flooding in Micromodels. *Energy and Fuels*. 2017;31(9):9026–9034. doi:10.1021/acs.energyfuels.7b01254.

26. Buchgraber M, Clemens T, Castanier LM, Kovscek AR. A Microvisual Study of the Displacement of Viscous Oil by Polymer Solutions. *SPE Reserv Eval Eng*. 2011;14(03):269–280.

27. Aktas F, Clemens T, Castanier LM, Kovscek AR. Viscous oil displacement with aqueous associative polymers. *Proc – SPE Symp Improv Oil Recover*. 2008;1:384–394.

28. Santamaria O, Lopera SH, Riazzi M, Minale M, Cort FB, Franco CA. Phenomenological study of the micro- and macroscopic mechanisms during polymer flooding with SiO<sub>2</sub> nanoparticles. *J Pet Sci Eng*. 2021;198. doi:10.1016/j.petrol.2020.108135.

29. Rueda E, Akarri S, Torsæter O. Experimental Investigation of the Effect of Adding Nanoparticles to Polymer Flooding in Water-Wet Micromodels. *Nanomaterials*. 2020.

30. Qi ZB, Pierobon S, Serediak O, Le J, Pettigrew A, Abedini A. Effects of thief zones on displacement efficiency: Microfluidic pore-scale and conformance control analysis. *Fuel*. 2022;316:123371. doi:10.1016/j.fuel.2022.123371.

31. De S, Krishnan P, Schaaf J Van Der, et al. Viscoelastic effects on residual oil distribution in flows through pillared microchannels. 2018;510:262–271. doi:10.1016/j.jcis.2017.09.069.

32. Druetta P, Picchioni F. Influence of physical and rheological properties of sweeping fluids on the residual oil saturation at the micro- and macroscale. *J Nonnewton Fluid Mech*. 2020;286:104444. doi:10.1016/j.jnnfm.2020.104444.

33. Kim J, Willmott E, Quintero L. Microfluidics Technology for Visualizing Surfactant Performance in Enhanced Oil Recovery. IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery; 2019 Apr 08; Pau, France. doi:10.3997/2214-4609.201900088.

34. Brady PV, Thyne G. Functional Wettability in Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2016;30:9217–9225. doi:10.1021/acs.energyfuels.6b01895.

35. Buckley JS, Liu Y, Monsterleet S, Recovery P. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. *SPE J*. 1998;3(01):54–61. doi:https://doi.org/10.2118/37230-PA.

36. Xu L, Han M, Cao D, Wang J. Study on dynamic interfacial tension behaviors in surfactant selection for improving oil production. *J Pet Sci Eng*. 2022;209:109978. doi:10.1016/j.petrol.2021.109978.

37. Wegner J, Ganzer L. Rock-on-a-Chip Devices for High p, T Conditions and Wettability Control for the Screening of EOR Chemicals. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition; 2017 June 12–15; Paris, France. Paper Number: SPE-185820-MS.

38. Yun W, Chang S, Cogswell DA, et al. Toward Reservoir-on-a-Chip: Rapid Performance Evaluation of Enhanced Oil Recovery Surfactants for Carbonate Reservoirs Using a Calcite-Coated Micromodel. *Sci Rep*. 2020;10(1):1–13. doi:10.1038/s41598-020-57485-x.

39. Wang W, Chang S, Gizzatov A. Toward Reservoir-on-a-Chip: Fabricating Reservoir Micromodels by in Situ Growing Calcium Carbonate Nanocrystals in Microfluidic Channels. *ACS Appl Mater Interfaces*. 2017;9(34):29380–29386. doi:10.1021/acsami.7b10746.

40. Vavra E, Puerto M, Biswal SL, Hirasaki GJ. A systematic approach to alkaline – surfactant – foam flooding of heavy oil : microfluidic assessment with a novel phase – behavior viscosity map. *Sci Rep*. 2020;10:1–12. doi:10.1038/s41598-020-69511-z.

41. Zhao X, Feng Y, Liao G, Liu W. Visualizing in-situ emulsification in porous media during surfactant flooding: A microfluidic study. *J Colloid Interface Sci*. 2020;578:629–640. doi:10.1016/j.jcis.2020.06.019.

42. Zhao X, Zhan F, Liao G, et al. In situ micro-emulsification during surfactant enhanced oil recovery : A microfluidic study. *J Colloid Interface Sci*. 2022;620:465–477. doi:10.1016/j.jcis.2022.04.045.

43. Jadhunandan PP, Morrow NR. Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. *Spe Reserv Eng*. 1995;10(01):40–46. doi:https://doi.org/10.2118/22597-PA.

44. Song W, Kovscek AR. Lab on a Chip for investigation of low salinity oil-recovery processes. *Lab Chip*. 2015;16:3314–3325. doi:10.1039/c5lc00544b.

45. Amirian T, Haghghi M, Mostaghimi P. Pore Scale Visualization of Low Salinity Water Flooding as an Enhanced Oil Recovery Method. *Energy & Fuels*. 2017;31(12):13133–13143. doi:10.1021/acs.energyfuels.7b01702.
46. Tetteh JT, Cudjoe SE, Aryana SA, Barati R. Investigation into fluid-fluid interaction phenomena during low salinity waterflooding using a reservoir-on-a-chip microfluidic model. *J Pet Sci Eng*. 2021;196:108074. doi:10.1016/j.petrol.2020.108074.
47. Al-khafaji A, Wilson M, Neville A, Wen D. Pore-Scale Displacement Efficiency during Different Salinity Water Flooding in Hydrophilic and Hydrophobic Microstructures. *Energy & Fuels*. 2019;33(5):3859–3870. doi:10.1021/acs.energyfuels.8b04295.
48. Golmohammadi M, Mohammadi S, Mahani H, Ayatollahi S. The non-linear effect of oil polarity on the efficiency of low salinity waterflooding : A pore-level investigation. *J Mol Liq*. 2022;346:117069. doi:10.1016/j.molliq.2021.117069.
49. Le-anh D, Rao A, Stetten AZ, et al. Oil Displacement in Calcite-Coated Microfluidic Chips via Waterflooding at Elevated Temperatures and Long Times. *Micromachines*. 2022;13(8):1316. doi:10.3390/mi13081316.
50. Shaik IK, Aichele CP, Bikkina PK. Microfluidics-Based Low Salinity Wettability Alteration Study of Naphthenic-Acid-Adsorbed Calcite Surfaces. *Energy and Fuels*. 2022;36(4):1842–1853. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c03837.
51. Gauteplass J, Folleso HN, Graue A, Kovscek AR, Ferno MA. Visualization of Pore-level Displacement Mechanisms During CO<sub>2</sub> Injection and EOR Processes. IOR 2013 – 17th European Symposium on Improved Oil Recovery; 2013 Apr 16–18; Saint Petersburg, Russia. doi:https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142617.
52. Zhong J, Abedini A, Xu L, Xu Y, Qi Z, Sinton D. Nanomodel visualization of fluid injections in tight formations. *Nanoscale*. 2018;10:21994–22002. doi:10.1039/c8nr06937a.
53. W. de Haas T, Fadaei H, Guerrero U, Sinton D. Steam-on-a-chip for oil recovery: the role of alkaline additives in steam assisted gravity drainage. *Lab on a Chip*. 2013;13(19):3832–3839. doi:10.1039/c3lc50612f.
54. Syed AH, Mosavat N, Riordon J, et al. A combined method for pore-scale optical and thermal characterization of SAGD. *J Pet Sci Eng*. 2016;146:866–873. doi:10.1016/j.petrol.2016.07.030.
55. Xu L, Abedini A, Qi ZB, Kim M, Guerrero A, Sinton D. Pore-scale analysis of steam-solvent coinjection: azeotropic temperature, dilution and asphaltene deposition. *Fuel*. 2018;220:151–158. doi:10.1016/j.fuel.2018.01.119.
56. Haas TW De, Bao B, Ramirez HA, Abedini A, Sinton D. Screening High-Temperature Foams with Microfluidics for Thermal Recovery Processes. *Energy & Fuels*. 2021;35(9):7866–7873. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c00332.
57. Hyman JD, Viswanathan HS, Carey JW, et al. Understanding hydraulic fracturing: a multi-scale problem. *Phil. Trans. R. Soc. A*. 2016;374. doi:10.1098/rsta.2015.0426.
58. Hasham AA, Abedini A, Jatukaran A, Persad A, Sinton D. Visualization of fracturing fluid dynamics in a nanofluidic chip. *J Pet Sci Eng*. 2018;165:181–186. doi:10.1016/j.petrol.2018.02.017.
59. Ren G, Abedini A, Yang H, Sanders A. Visualization of Flowback Aid Mechanisms Utilizing a Microfluidic Pore-Scale Device. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control; 2020 Feb 19–21; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-199269-MS.
60. Cheremisin A, Shilov E, Isupov A. *High-Pressure and High-Temperature Holder for Microfluidic Chip*. United States patent US 2764734. 2022.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Перепонов Дмитрий Ильич**e-mail: [dmitrii.pereponov@skoltech.ru](mailto:dmitrii.pereponov@skoltech.ru).**Щербакова Александра**e-mail: [a.scerbacova@skoltech.ru](mailto:a.scerbacova@skoltech.ru).**Казаку Виталий Вячеславович**e-mail: [vitaly.kazaku@skoltech.ru](mailto:vitaly.kazaku@skoltech.ru).**Гаджиев Мурад Эhtiрам**e-mail: [murad.hajiyev@skoltech.ru](mailto:murad.hajiyev@skoltech.ru).**Тархов Михаил Александрович**e-mail: [tmafuz@mail.ru](mailto:tmafuz@mail.ru).**\*Шилов Евгений Дмитриевич**e-mail: [shilov@labadvance.net](mailto:shilov@labadvance.net).**Черемисин Алексей Николаевич**e-mail: [a.cheremisin@skoltech.ru](mailto:a.cheremisin@skoltech.ru).**AUTHORS' INFO****Dmitrii Pereponov**e-mail: [dmitrii.pereponov@skoltech.ru](mailto:dmitrii.pereponov@skoltech.ru).**Alexandra Scerbacova**e-mail: [a.scerbacova@skoltech.ru](mailto:a.scerbacova@skoltech.ru).**Vitaly Kazaku**e-mail: [vitaly.kazaku@skoltech.ru](mailto:vitaly.kazaku@skoltech.ru).**Murad Hajiyev**e-mail: [murad.hajiyev@skoltech.ru](mailto:murad.hajiyev@skoltech.ru).**Michael Tarkhov**e-mail: [tmafuz@mail.ru](mailto:tmafuz@mail.ru).**\*Evgeny Shilov**e-mail: [shilov@labadvance.net](mailto:shilov@labadvance.net).**Alexey Cheremisin**e-mail: [a.cheremisin@skoltech.ru](mailto:a.cheremisin@skoltech.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author