

## Исследование процессов довытеснения нефти наносuspензией оксида кремния из модельного керна

Владимир Алексеевич Жигарев<sup>✉</sup>, Андрей Викторович Минаков,  
Дмитрий Викторович Гузей, Максим Иванович Пряжников

Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия  
Контакт для переписки: [vzhigarev@sfu-kras.ru](mailto:vzhigarev@sfu-kras.ru)<sup>✉</sup>

**Аннотация.** Альтернативой химическим методам повышения нефтеотдачи является использование наносuspензий при заводнении пласта. В данной работе показана эффективность применения наносuspензий в качестве агента довытеснения после базового (вода). Проведены фильтрационные испытания по довытеснению нефти из модельных образцов горной породы. Использовались suspензии сферических наночастиц оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ), массовая концентрация которых варьировалась от 0,01 до 0,25%<sub>масс</sub>, а их размер — от 10 до 35 нм. Проницаемость модельного керна составляла 50 мД. Выполнено экспериментальное измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания. Показано, что с повышением концентрации наночастиц, так же как и при фиксированном ее значении (0,1%) с увеличением размера наночастиц, межфазное натяжение «нефть — suspензия» снижается. Установлено, что при использовании suspензий краевой угол смачивания горной породы нефтью значительно меняется. В результате фильтрационных испытаний получены зависимости коэффициента вытеснения нефти от концентрации и размера наночастиц. Показано, что после фильтрации наносuspензий можно извлечь дополнительный объем нефти.

**Ключевые слова:** коэффициент вытеснения нефти, наносuspензия, межфазное натяжение, нефтеотдача, заводнение

**Благодарности:** работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (№ FSRZ-2020-0012).

**Цитирование:** Жигарев В. А., Минаков А. В., Гузей Д. В., Пряжников М. И. 2024. Исследование процессов довытеснения нефти наносuspензией оксида кремния из модельного керна // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1 (37). С. 72–87. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-72-87>

Поступила 07.08.2023; одобрена 15.01.2024; принята 22.03.2024

## Investigation of the processes of additional oil displacement by nanosuspension silicon oxide from a model core

Vladimir A. Zhigarev<sup>✉</sup>, Andrey V. Minakov, Dmitriy V. Guzei, Maxim I. Pryazhnikov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia  
Corresponding author: [vzhigarev@sfu-kras.ru](mailto:vzhigarev@sfu-kras.ru)<sup>✉</sup>

**Abstract.** The use of nanosuspensions during reservoir flooding is an alternative to chemical methods for enhancing oil recovery. In this work, the effectiveness of using nanosuspensions as a post-displacement agent after the base agent (water) was shown. Filtration tests for additional oil displacement from model rock samples were carried out. Suspensions of nanoparticles were used for post-displacement. The mass concentration of spherical silicon oxide nanoparticles ( $\text{SiO}_2$ ) varied from 0.01 to 0.25%<sub>wf</sub>, and their size varied from 10 to 35 nm. The permeability of the model core was 50 mD. An experimental measurement of the interfacial tension and the contact angle of wettability was performed. It is shown that with an increase in the concentration of nanoparticles, the interfacial tension of the “oil — suspension” decreases. It has been established that at a fixed concentration of nanoparticles (0.1%), with an increase in the size of nanoparticles, the interfacial tension decreases. It was revealed that when using suspensions, the contact angle of rock wetting with oil changes significantly. As a result of filtration tests, dependences of the oil displacement efficiency on the concentration and size of nanoparticles were obtained. It has been shown that additional volume of oil can be recovered after filtering nanosuspensions.

**Keywords:** oil recovery factor, nanosuspension, interfacial tension, oil recovery, flooding

**Acknowledgements:** the research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSRZ-2020-0012).

**Citation:** Zhigarev, V. A., Minakov, A. V., Guzei, D. V., & Pryazhnikov, M. I. (2024). Investigation of the processes of additional oil displacement by nanosuspension silicon oxide from a model core. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 72–87. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-72-87>

Received Aug. 7, 2023; Reviewed Jan. 15, 2024; Accepted Mar. 22, 2024

## Введение

Эффективность разработки месторождений главным образом определяется коэффициентом нефтеотдачи пластов, повышение которого является одной из актуальных задач в нефтедобыче. В процессе эксплуатации коэффициент нефтеотдачи меняется в зависимости от используемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), при этом проведение традиционного заводнения дополнительно затрудняется в случае высокой смачиваемости поверхности породы нефтью [Katende, Sagala, 2019]. Накопленный опыт в сфере разработки месторождений нефти и газа и анализ традиционных методов добычи (вторичных и третичных) [Сургучев, 1985] показывает, что проблему преимущественной гидрофильности возможно решить с помощью нанотехнологий (мицеллярные растворы, микроэмульсии), влияющих не только на саму породу, но и меняющих свойства жидкостей.

При разработке месторождений первичные методы добычи нефти позволяют извлечь только 20–40% от начальных запасов нефти на месторождении. Существующие МУН могут повысить коэффициент извлечения до 30–60%. В процессе МУН остаточная нефть извлекается с использованием химического, термического, смешиваемого и полимерного заводнения. Хотя химический МУН является альтернативным методом извлечения дополнительной нефти, он не лишен своих недостатков, таких как разложение химикатов (полимеров и поверхностно-активных веществ) в пластовых условиях, большой объем химикатов и высокая стоимость. В свою очередь, вместо химического метода применяются наносуспензии, т. к. они обладают уникальными свойствами — изменением смачиваемости и снижением межфазного натяжения [Rezvani и др., 2020; Udoh, 2021]. Эти характеристики делают их подходящими для различных МУН. В частности, их можно использовать для повышения эффективности добычи из зрелых нефтяных пластов. В последние годы было выявлено сильное влияние наночастиц на изменение смачиваемости. В зависимости от своих поверхностных свойств, частицы могут адсорбироваться на поверхности породы коллектора с последующим изменением смачиваемости [El Shafey, 2017]. Добавка наночастиц в вытесняющие агенты приводит к изменению смачиваемости породы (из нефтесмачиваемой в водосмачиваемую). Это способствует извлечению адсорбированной нефти и, следовательно, увеличивает нефтеотдачу. При выборе наночастиц важно учесть тип резервуара (песчаник или карбонат),

чтобы благоприятно изменить смачиваемость, а также обеспечить эффективную транспортировку наножидкости с минимальными потерями частиц на протяжении всего процесса заводнения [Moslan и др., 2017].

Доказано, что наноматериалы, особенно на основе углерода и металлов, обладают значительным потенциалом для повышения эффективности добычи нефти [Nasr и др., 2021a, 2021b]. Сочетания наночастиц многослойного графена и частиц типа «ядро — оболочка» (core-shell) усиливают вытесняющую способность нанофлюидов [Пахаруков и др., 2020].

Предпринимались попытки изменить свойства нагнетаемой жидкости, чтобы увеличить смачиваемость породы водой и таким образом вывести нефтяную фазу с поверхности породы [Rayhani и др., 2020]. Исследователями отмечается также эффективность применения наночастиц при использовании слабосоленых растворов. В ходе экспериментов установлено, что смачиваемость повышается после закачки слабосоленых растворов [Xie и др., 2017]. Было замечено, что гидрофильные наночастицы оксида кремния эффективны даже при низкой концентрации ( $0,05\%_{\text{масс}}$ ), что приводило к увеличению добычи нефти на 30% по сравнению со слабосоленым раствором [Li и др., 2019; Sobhani, Dehkordi, 2019]. Также установлено, что применение наножидкости в качестве первой впитавшейся жидкости было более результативным, чем в случае, когда она использовалась второй (после рассола) [Wang и др., 2019].

Наносuspензии готовятся путем добавления наночастиц в жидкости или разбавлением готовых концентрированных suspензий. Этот метод интенсифицирует и улучшает свойства жидкости при низких объемных концентрациях дисперсионной среды [Cheraghian, Hendraningrat, 2016; Druetta, Picchioni, 2019]. Наиболее широко изученными наночастицами являются наночастицы диоксида кремния, которые показали многообещающие результаты увеличения нефтеотдачи [Nasr и др., 2021a, 2021b; Negi и др., 2021]. Изменения межфазного натяжения, смачиваемости являются одними из основных механизмов увеличения нефтеотдачи наночастицами [Zaid и др., 2014].

Цель этой статьи — изучить влияние концентрации и размера наноразмерных частиц на эффективность вытеснения нефти наносuspензией.

## Материалы и методы

### Методика измерения

Измерение краевого угла смачивания (КУС) и межфазного натяжения ( $\sigma$ ) проводилось с помощью автоматического тензиометра IFT-820-P (Темсо, США), показанного на рис. 1. КУС измерялся методом плененного пузырька (капля нефти под поверхностью породы в жидкости) [Minakov и др., 2020]. Межфазное натяжение на границе «suspензия — нефть» определялось методом висящей капли [Адамсон, 1979] по геометрическим параметрам капли нефти в suspензии.

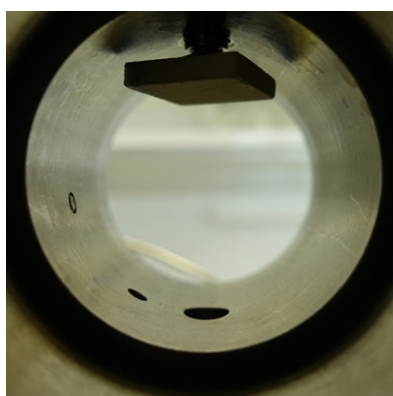
Проверка поверхностного натяжения проводилась на различных жидкостях — дистиллированной воде, гексане и глицерине. Полученные результаты имеют хорошее согласование со справочными данными.



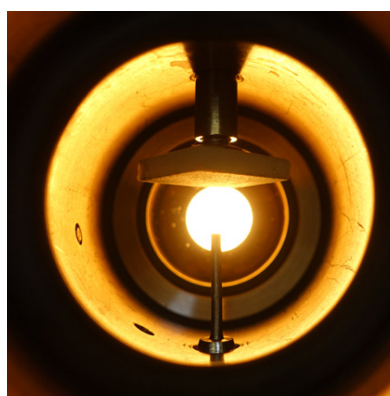
**Рис. 1.** Автоматический тензиометр IFT-820-P

**Fig. 1.** The automatic tensiometer IFT-820-P

Определение КУС проходило следующим образом: пластинка модельного песчаника фиксировалась в держателе в верхней части измерительной ячейки, в нижней части ячейки устанавливалась игла для подачи нефти (рис. 2). После этого проходила установка стеклянных окон. В аккумуляторы заливалась нефть и свежеприготовленная суспензия. Производилось заполнение и опрессовка измерительной ячейки исследуемой суспензией при помощи ручного насоса и регулятора давления, затем — выдержка пластины в исследуемой жидкости в течение часа для стабилизации температуры. Температура и давление в ячейке измерялись с помощью контроллера. Вращением рифленого штока регулировалась высота пластины для наблюдения за ней в камере ячейки. Далее формировалась капля нефти на пластине с последующей видеофиксацией. КУС определялся автоматически с помощью программного обеспечения.



**а**



**б**

**Рис. 2.** Установленная пластинка (а) и установленная игла для подачи нефти (б)

**Fig. 2.** The installed plate (a) and the installed needle for oil supply (b)

### Описание фильтрационных экспериментов

Фильтрационные испытания по определению эффективности заводнения горной породы наносuspензией проведены на фильтрационной установке UFS-200 (Core Laboratories, США), принципиальная схема которой представлена на рис. 3.

Методика проведения фильтрационных экспериментов с наносuspензиями основана на ОСТ 39-195-86 [1987]. Настоящий стандарт распространяется на нефтесодержащие породы и устанавливает метод определения коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях. Расход при фильтрации определялся из условия, что линейная скорость фильтрации не превышает 1 м/сут.

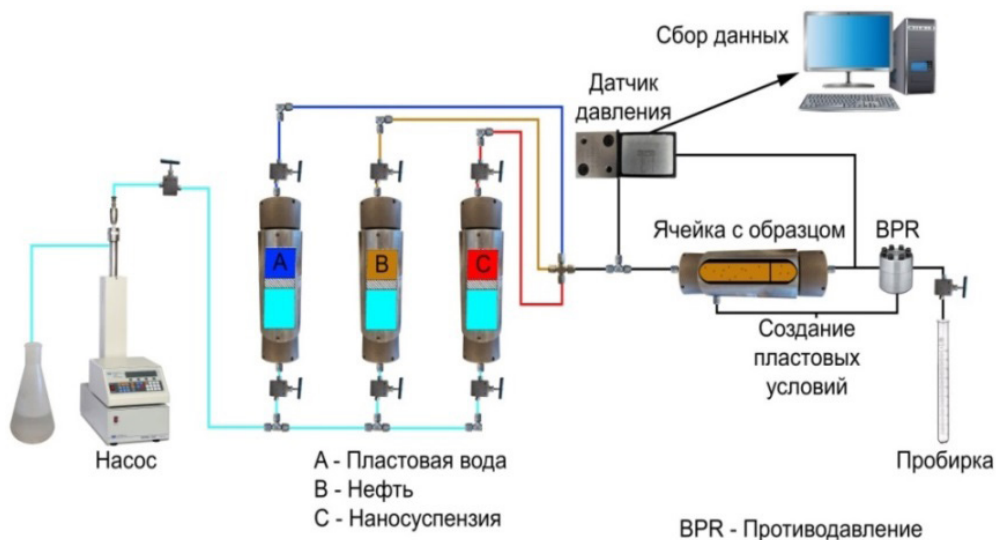


Рис. 3. Принципиальная схема фильтрационной установки UFS-200

Fig. 3. Scheme of the UFS-200 core flooding system

### Проведение фильтрационных экспериментов

Порядок проведения эксперимента на образцах керна по определению эффективности довытеснения нефти наносuspензией после заводнения базовым агентом вытеснения (водой) на установке UFS-200 заключается в следующем. Составной образец (предварительно взвешенный) с заданной начальной водонасыщенностью помещается в кернодержатель (проницаемость образцов уменьшается в направлении течения нефти). Происходит обжим образцов до необходимого значения горного и пластового давления. Затем через составной образец прокачивается нефть в количестве не менее трех поровых объемов. Далее образцы выдерживаются при пластовых условиях в течение длительного времени. После выдержки образцы извлекаются из кернодержателя, взвешиваются, и определяется их нефтенасыщенность. Производится промывка трактов установки от оставшейся нефти. После этого начинается процесс вытеснения нефти с помощью вытесняющих агентов, который проводится в три этапа. На первом этапе прокачиваются три поровых объема



базового агента вытеснения (воды), на втором — проводится довытеснение нефти с помощью закачки трех поровых объемов суспензии, на третьем — снова закачивается три поровых объема воды. На каждом этапе вытесненная нефть и вытесняющая жидкость (вода или суспензия) собираются в мерные пробирки. После завершения прокачки вытесняющего агента происходит удаление при помощи сжатого воздуха оставшейся в тракте жидкости. Определяется объем и коэффициент вытеснения нефти в зависимости от прокаченного порового объема вытесняющей жидкости на каждом этапе вытеснения, включая итоговый этап эксперимента.

### Исследование довытеснения нефти из керна с помощью наносуспензий

Проведены эксперименты по определению эффективности довытеснения нефти наносуспензией с размером наночастиц 20 нм с массовыми концентрациями от 0,01 до 0,25%<sub>масс</sub> после базового агента вытеснения (дистиллированная вода). Эксперименты проведены при температуре 25 °С. Для фильтрационных экспериментов были отобраны образцы модельного керна песчаника Clear Amherst Gray (Berea sandstone, США) со средней проницаемостью 50 мД. Измерения проводились по методике ОСТ 39-161-83 [1984]. Геометрические размеры кернов и их фильтрационно-емкостные свойства приведены в таблице 1.

**Таблица 1.** Геометрические размеры и характеристики кернов

**Table 1.** Geometric dimensions and characteristics of cores

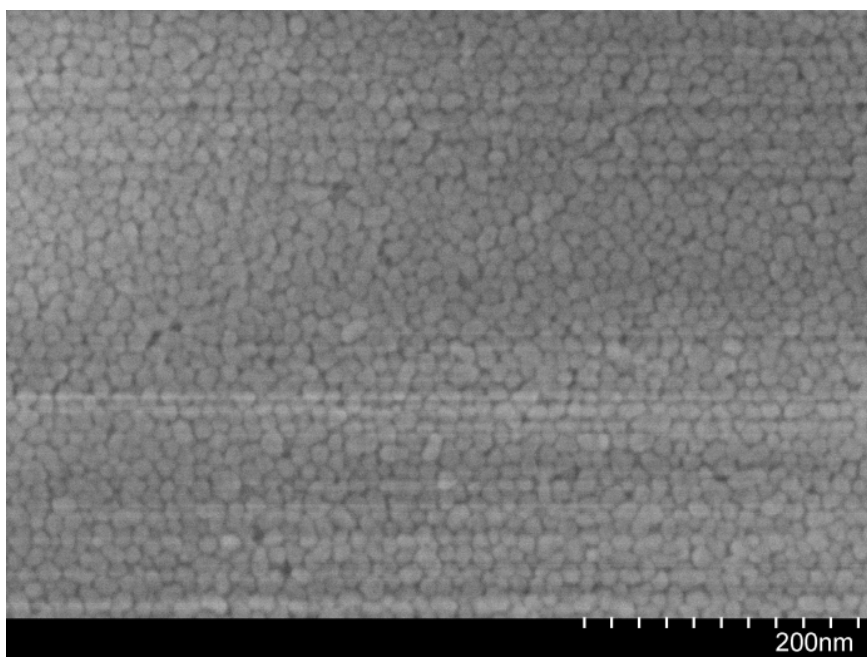
№	Высота, мм	Диаметр, мм	Пористость, д. ед.	Проницаемость, мД
1	36,71	29,89	0,18	49,5
2	36,81	29,89	0,18	49,8
3	36,71	29,94	0,19	49,8
4	36,68	29,86	0,18	50,0
5	36,83	29,88	0,19	50,0
6	36,81	29,85	0,18	50,0
7	36,78	29,88	0,19	51,0
8	36,68	29,89	0,18	51,0
9	36,80	29,86	0,18	52,0
10	36,68	29,88	0,18	52,2

В ходе проведенных экспериментов были получены зависимости величины перепада давления и проницаемости образцов керна от порового объема прокачиваемой жидкости. Данные параметры определялись при насыщении нефтью и дальнейшей последовательной закачке вытесняющих агентов. Вытесняющие агенты закачивались в следующем порядке: вода — наносуспензия — вода. Далее в разделах, посвященных влиянию концентрации и размера наночастиц, представлены результаты процесса довытеснения нефти из керна.

## Результаты

Для приготовления использованных в работе наносuspензий были выбраны силиказоли оксида кремния (сuspензии с частицами сферической формы): 1030 (со средним размером частиц 10 нм), 2040AS (20 нм), 3550 (35 нм). Данные наносuspензии получены путем разбавления концентрированных силиказолей, произведенных компанией «РусСилика» (Россия). Более подробно характеристики использованных наножидкостей представлены в работе М. И. Пряжникова и др. [2023].

Предварительно были проведены электронно-микроскопические исследования на сканирующем электронном микроскопе высокого разрешения FE-SEM Hitachi S-5500 (Hitachi High-Technologies, Япония). Все электронные снимки сделаны в режиме вторичных электронов при ускоряющем напряжении 3 кВ, токе пучка 10 мкА и фокусном расстоянии от 100 до 200 мкм. На рис. 4 в качестве примера представлена электронная микрофотография сuspензии наночастиц 1030.



**Рис. 4.** Электронная микрофотография сuspензии наночастиц 1030 при увеличении 200 крат

**Fig. 4.** Electron micrograph of nanoparticles 1030 at 200× magnification

Как видно на рис. 4, наночастицы имеют преимущественно сферическую форму. Размеры частиц в наножидкостях измеряли с применением акустического и электроакустического спектрометра DT-1202 (Dispersion Technology, США). Результаты данного исследования приведены на рис. 5, на котором видно, что сuspензии наночастиц 1030 и 2040AS имеют узкое распределение по размеру, в отличие от сuspензии 3550.



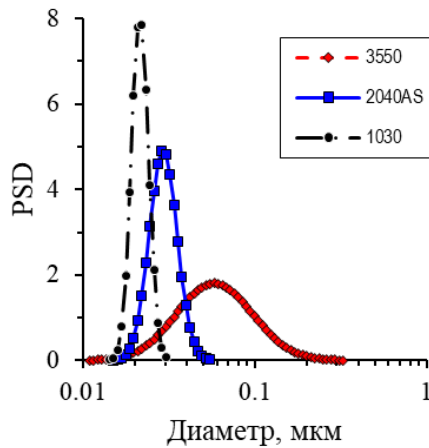


Рис. 5. Распределение частиц по размерам в суспензиях

Fig. 5. Particle size distribution in suspensions

### Измерение межфазного натяжения и КУС

Определялось межфазное натяжение ( $\sigma$ ) в системах «нефть — наносуспензия» по геометрическим размерам капли. В качестве исследуемых образцов использовался модельный песчаник и нефть с вязкостью 15 мПа · с.

Результаты определения КУС в системе «вытесняющий агент — нефть — порода» и межфазного натяжения системы «вытесняющий агент — нефть» сведены в таблице 2.

Добавка наночастиц с размером 10 нм с концентрацией 0,1%<sub>масс</sub> приводит к увеличению КУС на 51,1% со 105,7 до 159,7° и снижает межфазное натяжение с 29,9 до 29 мН/м по сравнению с дистиллированной водой. При повышении концентрации наночастиц с 0,1 до 0,25%<sub>масс</sub> при использовании частиц с размером 20 нм происходит рост КУС на 4% и снижение межфазного натяжения на 7,2%. При использовании наночастиц различного размера наибольшее увеличение КУС получено при использовании наночастиц минимального размера (10 нм), тогда как максимальное снижение межфазного натяжения получено для частиц большего размера (35 нм).

Таблица 2. Характеристики смачиваемости и межфазного натяжения вытесняющих жидкостей

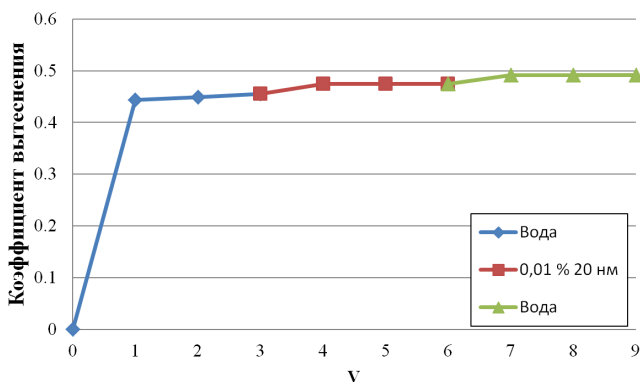
Table 2. Wettability and interfacial tension characteristics of displacing fluids

Вытесняющая жидкость	Материал	Размер, нм	Концентрация, %	КУС, град.	$\sigma$ , мН/м
вода	—	—	—	105,7	29,9
суспензия	золь 1030	10	0,10	159,7	29,0
суспензия	золь 2040AS	20	0,10	158,4	28,3
суспензия	золь 2040AS	20	0,25	165,3	26,4
суспензия	золь 3550	35	0,10	157,1	27,6

### Влияние концентрации наночастиц

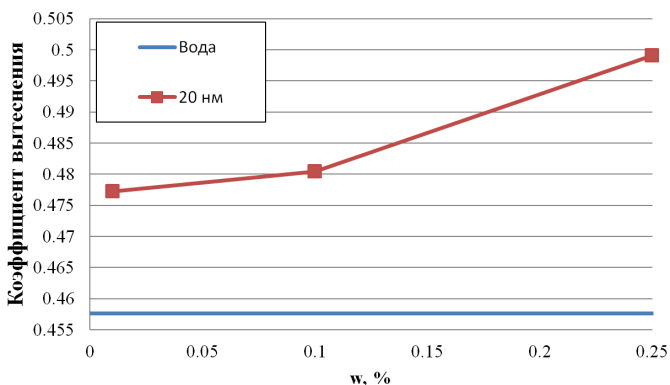
Проведены фильтрационные эксперименты по исследованию процесса довытеснения нефти наносuspензией  $\text{SiO}_2$  20 нм с концентрациями 0,01, 0,1 и 0,25%<sub>масс</sub> (рис. 6).

На рис. 7 показано, что с увеличением концентрации наночастиц происходит монотонный рост коэффициента вытеснения нефти. Так, повышение концентрации наночастиц с 0,01 до 0,25%<sub>масс</sub> позволило увеличить прирост коэффициента вытеснения с 2 до 4,1% соответственно. При последующем довытеснении базовым агентом удалось добиться повышения коэффициента вытеснения нефти на 1,7, 0,5 и 1,2% для концентраций частиц 0,01, 0,1 и 0,25%<sub>масс</sub> соответственно.



**Рис. 6.** Коэффициент вытеснения нефти из керна базовым агентом вытеснения (вода), наносuspензией ( $\text{SiO}_2$  20 нм, 0,01%<sub>масс</sub>) и довытеснения базовым агентом в зависимости от количества поровых объемов прокачанной жидкости

**Fig. 6.** The coefficient of oil displacement from the core by the basic displacement agent (water), nanosuspension ( $\text{SiO}_2$  20 nm, 0.01%<sub>wt</sub>) and additional displacement by the base agent depending on the pore volume of the pumped liquid



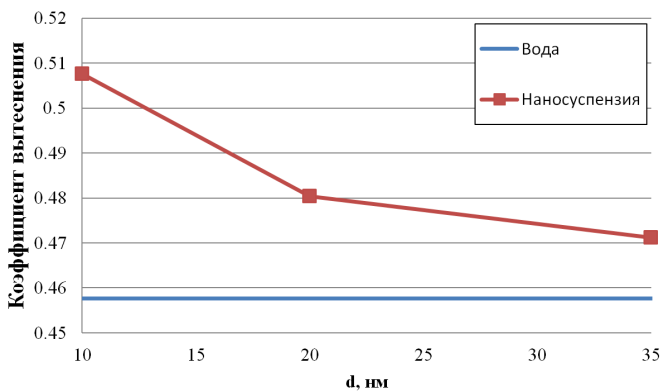
**Рис. 7.** Коэффициент вытеснения нефти из керна водой и наносuspензией (20 нм) с разными концентрациями

**Fig. 7.** The coefficient of oil displacement from the core by water and nanosuspension (20 nm) with different concentrations

## Влияние размера наночастиц

Проведены эксперименты по определению эффективности довытеснения нефти наносuspensionями с различным размером наночастиц. Использовались растворы с размером частиц 10, 20 и 35 нм с массовыми концентрациями 0,1%<sub>масс</sub> после базового агента вытеснения (дистиллированная вода).

На рис. 8 видно, что размер наночастиц влияет на приращение коэффициента вытеснения. Коэффициент довытеснения нефти возрастает на 5, 2,3 и 1,4% при использовании в качестве агентов вытеснения наносuspensionий с размерами частиц 10, 20 и 35 нм соответственно. Это свидетельствует о том, что коэффициент вытеснения нефти при фильтрации золя наночастиц через керн нефти существенно меняется из-за смачиваемости.



**Рис. 8.** Коэффициент вытеснения нефти из керна наносuspensionией с частицами разного размера

**Fig. 8.** The coefficient of oil displacement from the core by nanosuspension with particles of different sizes

Факторов, влияющих на коэффициент вытеснения нефти, много. К этим факторам относятся свойства вытесняющих жидкостей и нефти (вязкость, плотность, межфазное натяжение). Однако основным фактором, влияющим на прирост коэффициента вытеснения, является смачиваемость поверхности. Добавка наночастиц в дистиллированную воду снижает нефтесмачиваемость поверхности и изменяет силы межфазного натяжения, способствуя вымыванию капиллярно удержанной нефти.

Механизм вытеснения нефти наножидкостями на основе наночастиц SiO<sub>2</sub> заключается в следующем: при фильтрации одной из основных движущих сил является капиллярная сила, обусловленная капиллярным давлением  $p = 2\sigma \cos \theta / R$ , где  $\sigma$  представляет собой межфазное натяжение системы «жидкость — нефть»,  $\theta$  — краевой угол смачивания,  $R$  — радиус пор [Zhang и др., 2023]. Показано, что при наличии наночастиц в жидкости краевой угол смачивания увеличивается, причем весьма существенно (например, со 103 до 108° — для воды, со 155 до 160° — для 0,1% золя 2040AS), поверхность при этом становится гидрофильной. Так, для 0,25% золя межфазное натяжение

снижается на 13,3% по сравнению с водой. Изменение межфазного натяжения не могло так сильно повлиять на увеличение капиллярной силы. Капиллярная сила включает в себя комплекс  $\cos \theta$ . Этот комплекс изменяется в 3,4 раза при сравнении воды и 0,25% золя 2040AS. Коэффициент изменения смачиваемости  $(1 - \cos \theta_{after}) / (1 - \cos \theta_{before})$  уменьшался с 0,096 до 0,045 при увеличении концентрации с 0,1 до 0,25%<sub>масс</sub>. Это, возможно, и является одной из причин увеличения коэффициента вытеснения нефти при увеличении концентрации наночастиц.

При последующем довытеснении водой повышение коэффициента вытеснения нефти составило 2,6, 0,5 и 0,3% при использовании в качестве агентов вытеснения суспензий наночастиц с размерами частиц 10, 20 и 35 нм соответственно.

## Заключение

Исследована эффективность довытеснения нефти при использовании суспензий наночастиц. В качестве исследуемых образцов использовался модельный песчаник и нефть с заданными свойствами. Проведены фильтрационные эксперименты по довытеснению нефти из модельных кернов наносuspензией. В качестве агентов довытеснения использованы наносuspензии с различным размером частиц. Фильтрационные испытания показали, что при использовании 0,1% суспензий коэффициент вытеснения нефти при довытеснении возрастает с уменьшением размера наночастиц. Это объясняется изменением межфазного натяжения и смачиваемости при наличии наночастиц в воде. Проведено измерение межфазного натяжения и краевого угла смачивания. Наночастицы в суспензии оказывали влияние на обе определяемые величины. Так, при повышении концентрации наночастиц размером 20 нм с 0,1 до 0,25%<sub>масс</sub> происходит рост КУС на 4% и снижение межфазного натяжения на 7,2%. В результате экспериментов самое большое увеличение КУС зафиксировано при использовании наночастиц наименьшего размера, тогда как максимальное снижение межфазного натяжения — при использовании частиц наибольшего размера. Всё это приводит к увеличению вытеснения нефти, которая удерживается в микропорах за счет капиллярных сил.

## Список источников

- Адамсон А. 1979. Физическая химия поверхностей. М.: Мир. 568 с.
- ОСТ 39-161-83. 1984. Нефть. Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих их пород. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293802/4293802152.pdf> (дата обращения: 07.08.2023).
- ОСТ 39-195-86. 1987. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm> (дата обращения: 07.08.2023).
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Ездин Б. С., Каляда В. В. 2020. Использование нанофлюидов на основе углеродных наночастиц для вытеснения нефти из модели пористой среды // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. № 4 (24). С. 141–157. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-4-141-157>

- Пряжников М. И., Скоробогатова А. Д., Немцев И. В., Минаков А. В. 2023. Коллоидная стабильность и вязкость концентрированных водных силиказололей // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. Том 16. № 3. С. 447–458.
- Сургучев М. Л. 1985. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 309 с.
- Cheraghian G., Hendraningrat L. 2016. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery, part B: Effects of nanoparticles on flooding // International Nano Letters. Vol. 6. No. 1. Pp. 1–10. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0170-7>
- Druetta P., Picchioni F. 2019. Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 177. Pp. 479–495. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.070>
- El Shafey A. M. 2017. Effect of nanoparticles and polymer nanoparticles implementation on chemical flooding, wettability and interfacial tension for the enhanced oil recovery processes // African Journal of Engineering Research. Vol. 5. No. 3. Pp. 35–53. <https://doi.org/10.30918/AJER.53.17.019>
- Katende A., Sagala F. 2019. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application // Journal of Molecular Liquids. Vol. 278. Pp. 627–649. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037>
- Li S., Torsaeter O., Lau H. C., Hadia N. J., Stubbs L. P. 2019. The impact of nanoparticle adsorption on transport and wettability alteration in water-wet berea sandstone: An experimental study // Frontiers in Physics. Vol. 7. Article 74. <https://doi.org/10.3389/fphy.2019.00074>
- Minakov A. V., Pryazhnikov M. I., Suleymana Ya. N., Meshkova V. D., Guzei D. V. 2020. Experimental study of nanoparticle size and material effect on the oil wettability characteristics of various rock types // Journal of Molecular Liquids. Vol. 327. Article 114906. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114906>
- Moslan M. S., Sulaiman W. R. W., Ismail A. R., Jaafar M. Z. 2017. Applications of aluminium oxide and zirconium oxide nanoparticles in altering dolomite rock wettability using different dispersing medium // Chemical Engineering Transaction. Vol. 56. Pp. 1339–1344. <https://doi.org/10.3303/CET1756224>
- Nasr M. S., Esmailnezhad E., Choi H. J. 2021a. Effect of carbon-based and metal-based nanoparticles on enhanced oil recovery: A review // Journal of Molecular Liquids. Vol. 338. Article 116903. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116903>
- Nasr M. S., Esmailnezhad E., Choi H. J. 2021b. Effect of silicon-based nanoparticles on enhanced oil recovery: Review // Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. Vol. 122. Pp. 241–259. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2021.04.047>
- Negi G. S., Anirbid S., Sivakumar P. 2021. Applications of silica and titanium dioxide nanoparticles in enhanced oil recovery: Promises and challenges // Petroleum Research. Vol. 6. No. 3. Pp. 224–246. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.03.001>
- Rayhani M., Simjoo M., Chahardowli M. 2020. Insights into effects of water chemistry on the sandstone wetting characteristics // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 195. Article 107929. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107929>
- Rezvani H., Panahpoori D., Riazi M., Parsaei R., Tabaei M., Cortés F. B. 2020. A novel foam formulation by  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$  nanoparticles for EOR applications: A mechanistic study // Journal of Molecular Liquids. Vol. 304. Article 112730. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.112730>

- Sobhani A., Dehkordi M. G. 2019. The effect of nanoparticles on spontaneous imbibition of brine into initially oil-wet sandstones // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. Vol. 41. No. 22. Pp. 2746–2756. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1568646>
- Udoh T. H. 2021. Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process // *Scientific African*. Vol. 13. Article e00873. <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2021.e00873>
- Wang D., Sun S., Cui K., Li H., Gong Y., Hou J., Zhang Z. 2019. Wettability alteration in low-permeability sandstone reservoirs by “SiO<sub>2</sub>-rhamnolipid” nanofluid // *Energy Fuel*. Vol. 33. No. 12. Pp. 12170–12181. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01930>
- Xie Q., Brady P. V., Pooryousefi E., Zhou D., Liu Y., Saeedi A. 2017. The low salinity effect at high temperatures // *Fuel*. Vol. 200. Pp. 419–426. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.088>
- Zaid H. M., Ahmad Latiff N. R., Yahya N. 2014. The effect of zinc oxide and aluminum oxide nanoparticles on interfacial tension and viscosity of nanofluids for enhanced oil recovery // *Advanced Materials Research*. Vol. 1024. Pp. 56–59. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.1024.56>
- Zhang X., Ye Q., Deng J., Zhu W., Tian W., Kuang S. 2023. Experimental study and mechanism analysis of spontaneous imbibition of surfactants in tight oil sandstone // *Capillarity*. Vol. 7. No. 1. Pp. 1–12. <https://doi.org/10.46690/capi.2023.04.01>

## References

- Adamson, A. (1979). *Physical chemistry of surfaces*. Mir. [In Russian]
- OST 39-161-83. (1984). *Oil. A method for laboratory determination of the absolute permeability of oil and gas reservoirs and their host rocks*. Retrieved Aug. 7, 2023, from <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293802/4293802152.pdf> [In Russian]
- OST 39-195-86. (1987). *Oil. Method for determining the coefficient of oil release into water in laboratory conditions*. Retrieved Aug. 7, 2023, from <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm> [In Russian]
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., Yezdin, B. S., & Kalyada, V. V. (2020). Use of nanofluids based on carbon nanoparticles to displace oil from the porous medium model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(4), 141–157. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-4-141-157> [In Russian]
- Pryazhnikov, M. I., Skorobogatova, A. D., Nemtsev, I. V., & Minakov, A. V. (2023). Study of colloidal stability and viscosity of concentrated aqueous silicasols. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 16(3), 447–458. [In Russian]
- Surguchev, M. L. (1985). *Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery from reservoirs*. Nedra. [In Russian]
- Cheraghian, G., & Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery, part B: Effects of nanoparticles on flooding. *International Nano Letters*, 6(1), 1–10. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0170-7>
- Druetta, P., & Picchioni, F. (2019). Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 479–495. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.070>



- El Shafey, A. M. (2017). Effect of nanoparticles and polymer nanoparticles implementation on chemical flooding, wettability and interfacial tension for the enhanced oil recovery processes. *African Journal of Engineering Research*, 5(3), 35–53. <https://doi.org/10.30918/AJER.53.17.019>
- Katende, A., & Sagala, F. (2019). A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 278, 627–649. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037>
- Li, S., Torsaeter, O., Lau, H. C., Hadia, N. J., & Stubbs, L. P. (2019). The impact of nanoparticle adsorption on transport and wettability alteration in water-wet berea sandstone: An experimental study. *Frontiers in Physics*, 7, Article 74. <https://doi.org/10.3389/fphy.2019.00074>
- Minakov, A. V., Pryazhnikov, M. I., Suleymana, Ya. N., Meshkova, V. D., & Guzei, D. V. (2020). Experimental study of nanoparticle size and material effect on the oil wettability characteristics of various rock types. *Journal of Molecular Liquids*, 327, Article 114906. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.114906>
- Moslan, M. S., Sulaiman, W. R. W., Ismail, A. R., & Jaafar, M. Z. (2017). Applications of aluminium oxide and zirconium oxide nanoparticles in altering dolomite rock wettability using different dispersing medium. *Chemical Engineering Transaction*, 56, 1339–1344. <https://doi.org/10.3303/CET1756224>
- Nasr, M. S., Esmailnezhad, E., & Choi, H. J. (2021a). Effect of carbon-based and metal-based nanoparticles on enhanced oil recovery: A review. *Journal of Molecular Liquids*, 338, Article 116903. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116903>
- Nasr, M. S., Esmailnezhad, E., & Choi, H. J. (2021b). Effect of silicon-based nanoparticles on enhanced oil recovery: Review. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 122, 241–259. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2021.04.047>
- Negi, G. S., Anirbid, S., & Sivakumar, P. (2021). Applications of silica and titanium dioxide nanoparticles in enhanced oil recovery: Promises and challenges. *Petroleum Research*, 6(3), 224–246. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.03.001>
- Rayhani, M., Simjoo, M., & Chahardowli, M. (2020). Insights into effects of water chemistry on the sandstone wetting characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, Article 107929. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107929>
- Rezvani, H., Panahpoori, D., Riazi, M., Parsaei, R., Tabaei, M., & Cortés, F. B. (2020). A novel foam formulation by  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$  nanoparticles for EOR applications: A mechanistic study. *Journal of Molecular Liquids*, 304, Article 112730. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.112730>
- Sobhani, A., & Dehkordi, M. G. (2019). The effect of nanoparticles on spontaneous imbibition of brine into initially oil-wet sandstones. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 41(22), 2746–2756. <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1568646>
- Udoh, T. H. (2021). Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process. *Scientific African*, 13, Article e00873. <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2021.e00873>
- Wang, D., Sun, S., Cui, K., Li, H., Gong, Y., Hou, J., & Zhang, Z. (2019). Wettability alteration in low-permeability sandstone reservoirs by “ $\text{SiO}_2$ -rhamnolipid” nanofluid. *Energy Fuel*, 33(12), 12170–12181. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01930>
- Xie, Q., Brady, P. V., Pooryousefy, E., Zhou, D., Liu, Y., & Saeedi, A. (2017). The low salinity effect at high temperatures. *Fuel*, 200, 419–426. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.088>

Zaid, H. M., Ahmad Latiff, N. R., & Yahya, N. (2014). The effect of zinc oxide and aluminum oxide nanoparticles on interfacial tension and viscosity of nanofluids for enhanced oil recovery. *Advanced Materials Research*, 1024, 56–59. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.1024.56>

Zhang, X., Ye, Q., Deng, J., Zhu, W., Tian, W., & Kuang, S. (2023). Experimental study and mechanism analysis of spontaneous imbibition of surfactants in tight oil sandstone. *Capillarity*, 7(1), 1–12. <https://doi.org/10.46690/capi.2023.04.01>

## Информация об авторах

*Владимир Алексеевич Жигарев*, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия  
[vzhigarev@sfu-kras.ru](mailto:vzhigarev@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

*Андрей Викторович Минаков*, доктор физико-математических наук, директор Института инженерной физики и радиоэлектроники, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия  
[aminakov@sfu-kras.ru](mailto:aminakov@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1956-5506>

*Дмитрий Викторович Гузей*, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия  
[dguzey@sfu-kras.ru](mailto:dguzey@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0003-2226-1837>

*Максим Иванович Прыажников*, научный сотрудник, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия  
[mpryazhnikov@sfu-kras.ru](mailto:mpryazhnikov@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0001-9143-7950>

## Information about the authors

*Vladimir A. Zhigarev*, Senior Lecturer, Department of Drilling of Oil and Gas Wells, School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia  
[vzhigarev@sfu-kras.ru](mailto:vzhigarev@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

*Andrey V. Minakov*, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Director, School of Engineering Physics and Radio Electronics, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia  
[aminakov@sfu-kras.ru](mailto:aminakov@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1956-5506>

*Dmitriy V. Guzei*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia  
[dguzey@sfu-kras.ru](mailto:dguzey@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0003-2226-1837>

*Maxim I. Pryazhnikov*, Researcher, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia  
[mpryazhnikov@sfu-kras.ru](mailto:mpryazhnikov@sfu-kras.ru), <https://orcid.org/0000-0001-9143-7950>