

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обзор
УДК 662.276.65
EDN: CNUSMI

Применение наночастиц в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи и увеличения продуктивности нагнетательных и добывающих скважин

А.С. Ушакова^{1,2} ✉, Д.П. Аникеев¹, Э.С. Аникеева¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Россия, 117485, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Аннотация. В работе выполнен обзор научных и производственных статей по применению наночастиц в нефтедобыче. Рассмотрены различные аспекты применения наночастиц – твердых, в основном, неорганических наноразмерных объектов с развитой поверхностью. Представлен обзор работ, демонстрирующих стабильность наночастиц в воде и способы химической и физической стабилизации наночастиц молекулами поверхностно-активного вещества и полимера. Рассмотрены химически модифицированные наночастицы с «привитыми» молекулами поверхностно-активного вещества и макромолекулами на поверхности, обладающие контролируемыми свойствами благодаря термо- и pH-чувствительности «привитого» слоя. Продемонстрировано снижение межфазного натяжения на границе «нефть – раствор наночастиц» и изменение смачиваемости породы, что приводит к более эффективному проникновению водных растворов в мелкие капилляры и улучшению характеристик вытеснения. Рассмотрено применение наночастиц в качестве стабилизаторов пен в совокупности с газовыми агентами вытеснения, например CO₂, применение наночастиц в составе гелей как тампонажных систем для изоляции водопритоков. Далее предложен обзор промыслового опыта применения наночастиц и оценка их эффективности для нефтедобычи. Рассмотрены примеры применения наночастиц в качестве трассеров и как агентов, изменяющих смачиваемость пород, стабилизирующих пены. Отдельно рассмотрены примеры обработок скважин растворами наночастиц с целью увеличения дебитов нефти (добывающий фонд) и снижения давления закачки воды (нагнетательный фонд).

Ключевые слова: методы нефтеотдачи, методы интенсификации скважин, наночастицы, поверхностное натяжение, эмульсии, пена, гель, контролируемые свойства поверхности

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

Для цитирования: Ушакова А.С., Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Применение наночастиц в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи и увеличения продуктивности нагнетательных и добывающих скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 1. С. 108–133. EDN: CNUSMI

✉ Ушакова Александра Сергеевна, ushakova@ipng.ru

© Ушакова А.С., Аникеев Д.П., Аникеева Э.С., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В последнее десятилетие благодаря развитию нанотехнологий и массовому производству наночастиц – твердых наноразмерных объектов с развитой поверхностью – появилась возможность их применения для дополнительной добычи нефти. Сейчас уже многие направления исследований наночастиц перешли с лабораторного уровня на производственный. Промышленное производство наночастиц – стабильных в нормальных условиях при хранении и транспортировке, а также в водных растворах – уже существует в Китае, Корее, США, и есть примеры успешного применения наночастиц при заводнении, в составе жидкостей для гидроразрыва пласта (ГРП), в растворах поверхностно-активного вещества (ПАВ) и полимеров. В каждом случае наночастицы создают новые свойства уже существующих систем: делают их, например, более стабильными к внешним условиям или, наоборот, более чувствительными к изменениям среды, увеличивают проникающую способность водных растворов, снижая межфазное натяжение. В настоящий момент это активно

развивающееся направление в нефтедобыче приводит к переосмыслению понятий о гидрофильности, олеофильности пород-коллекторов и процессов добычи на микроуровне. Результатом применения наночастиц может стать создание принципиально новых технологий, введение в разработку сверхнизкопроницаемых коллекторов и расширение извлекаемых запасов нефти.

Многообразие и особенности наночастиц, применяемых в нефтедобыче

Как известно, при измельчении объектов у нихкратно возрастает общая площадь поверхности (рис. 1) [1]. В случае наночастиц это приводит к возникновению новых свойств. Кроме того, наноразмер – размер нескольких атомов или молекул, сгруппированных в наночастице, характеризует совершенно новые свойства, чем были у того же вещества в нормальном измельченном состоянии. Например, частицы кремнезема (микронного размера и более) имеют отличное от наночастиц SiO_2 внутреннее строение [2, 3].

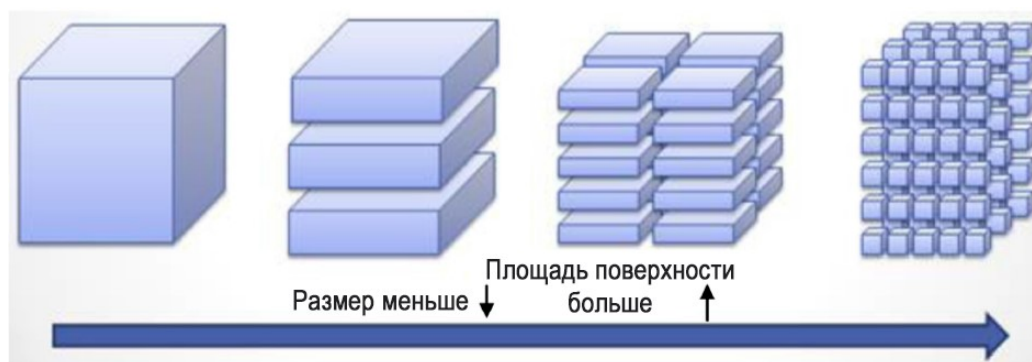


Рис. 1. Графическое представление отношения высокой удельной поверхности к объему наночастиц

Fig. 1. Graphical representation of the high specific surface area to volume ratio of nanoparticles

Источник: адаптировано из [1]
Source: adapted from [1]

Для повышения нефтеотдачи есть несколько существующих уже сейчас технологий, где ключевую роль играют наночастицы. Эти технологии усложняются и модернизируются в процессе развития нанотехнологий, а также возникают новые методы, что особенно привлекательно в данном направлении [4]. Наночастицы можно отнести к химическим или к гидродинамическим методам нефтеотдачи, в зависимости от принципа их действия.

Некоторые ученые разделяют действие наночастиц на три основных категории: нанокатализаторы, наноэмульсии и наножидкости. К этим категориям стоит добавить наночастицы с привитыми (химически прикрепленными) к поверхности полимерными молекулами, которые являются особым классом наноразмерных объектов с контролируемыми размерами и плотностью; они могут загущать полимерные растворы, формировать и поддерживать стабильность гелей.

Нанокатализаторы – наноразмерные частицы, в основном, имеющие в составе металлы, применяются для изменения параметров нефти (как правило, снижения вязкости) в пластовых условиях. Они закачиваются в нефтяной пласт вместе с паром или горячей водой [5–7]. В этих технологиях наночастицы играют особую роль, так как попадают в пласт достаточно равномерно из-за малых размеров и действуют как катализаторы, способствующие разрыву длинных углеводородных цепочек, адсорбированных на породе асфальтенов, разрыву связей углеводородных цепей с серой, понижая вязкость извлеченной нефти и повышая эффективность тепловых обработок [8–10]. В данной области ключевым показателем эффективности будет развитая поверхность нанокатализаторов, их стабильность и растворимость в нефти и воде. Как было показано в работе [11],

наиболее эффективны нефтерастворимые катализаторы.

Вторая область применения наночастиц – наноэмульсии и наножидкости в нефтедобыче. Применение наночастиц при заводнении коллекторов имеет большие перспективы, так как одновременно может менять взаимодействие нефти с водными растворами и свойства вмещающих пород коллектора. Добавление наночастиц может контролировать вязкость растворов в зависимости от внешних параметров, повышая или понижая ее, уменьшать межфазное натяжение на границах раздела, при необходимости стабилизировать прямые и обратные эмульсии [1, 3]. Также наночастицы могут гидрофилизировать поверхности, отмывать от породы углеводороды и изменять поверхностное натяжение, проникать в микропоры и увеличивать проницаемость пород по воде [4].

В работе [12] показано, что эмульсии Пикеринга (Pickering) – эмульсии, стабилизированные однородным слоем наночастиц на поверхности раздела фаз [13], возникающие на границе нефтяной и водяной фаз, – более стабильны к внешним условиям, чем эмульсии, стабилизированные молекулами ПАВ. Благодаря склонности поверхностей наночастиц к одному из типов смачиваемости наночастицы могут стабилизировать прямые и обратные нефтеводяные эмульсии (рис. 2а), а также пены [13]. Существуют более сложные наночастицы, имеющие одновременно сродство к водяной и углеводородной фазам, так называемые «янус»-наночастицы (рис. 2б) [14]. Они могут стабилизировать сложные биконтинуальные структуры – многослойные поверхности нефтяной и водяной фаз, оказывающиеся очень стабильными к внешним воздействиям.

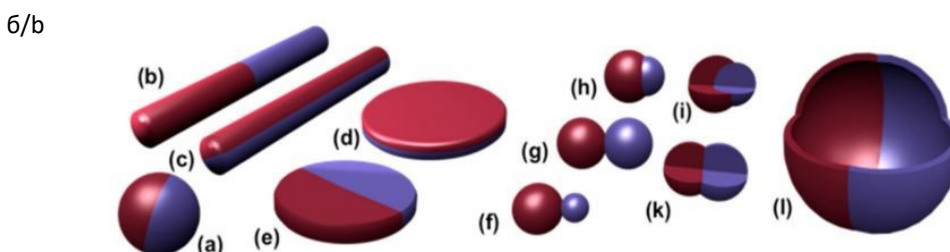
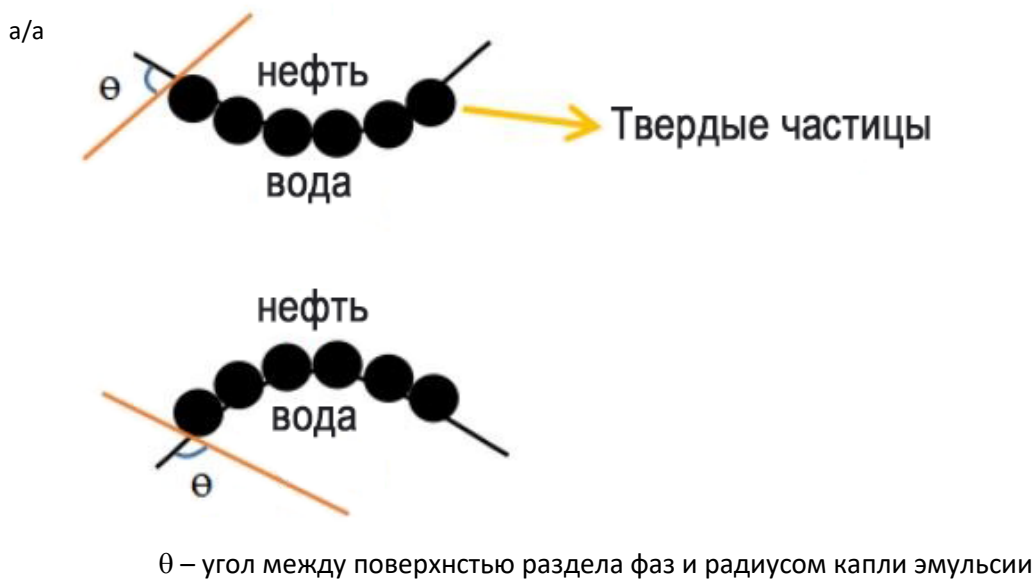


Рис. 2. Схема геометрии различных «янус»-частиц:
 а – схема образования эмульсий Пикеринга;
 б – примеры разнообразных «янус»-наночастиц (а, б, с, d, e, f, g, h, i, k, l)

Fig. 2. Geometry schemes of various Janus particles:
 а – scheme of Pickering emulsion formation;
 б – examples of various Janus nanoparticles (а, б, с, d, e, f, g, h, i, k, l)

Источник: адаптировано из [14]
 Source: adapted from [14]

Основная проблема при синтезе наночастиц – достижение их стабильности, так как частицы часто несут на себе некомпенсированный заряд, они способны соединяться вместе и выпадать в осадок, физически и химически присоединяться к механическим примесям в растворах, адсорбироваться на поверхностях. Стабильность наночастиц во взвешенном состоянии в растворе зависит от того, насколько они нейтральны на некотором расстоянии (рис. 3). Для характеристики стабильности измеряется ζ -потенциал (зета-потенциал)

наночастиц – разность потенциалов между средой и неподвижным слоем жидкости у поверхности наночастицы [15] – чем меньше разность потенциалов, тем более нейтральной и стабильной будет частица в растворе. При проведении исследований наночастиц и определении их свойств полезным оказываются результаты, полученные в других областях. Так, вопрос определения параметров наночастиц в растворах актуален в различных областях – от медицины [16] до систем теплопереноса [17].

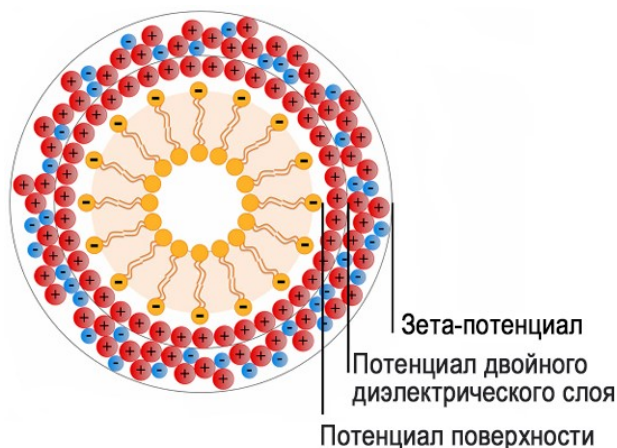


Рис. 3. Схематическое представление наночастицы в растворе

Fig. 3. Schematic representation of nanoparticle in aqueous medium

Источник: адаптировано из [16]

Source: adapted from [16]

Наночастицы действуют в составе растворов ПАВ и полимерных системах, а также часто на своей поверхности содержат функциональные группы, молекулы ПАВ или полимера [18].

Стабильность наночастиц достигается нанесением «защитных» слоев из молекул ПАВ, что позволяет создать объект с чисто гидрофильной и гидрофобной поверхностью. При этом молекулы ПАВ присоединены либо углеводородной, либо полярной своей частью к поверхности наночастицы [19–21], либо частицы типа «янус». Для этого на поверхности наночастиц создают функциональные группы (часто уже при создании наночастиц эти группы существуют), далее к ним химически присоединяют молекулы ПАВ. Это также позволяет скомпенсировать заряд и снизить ζ -потенциал.

Присоединение к поверхности наночастиц полимерных молекул, кроме стабилизации их в растворах, позволяет управлять размером и свойствами всей структуры, что сейчас активно применяется при фильтрации покрытых полимером наночастиц – hairy nanoparticles («волосатые» наночастицы – наночастицы с присоединенными полимерными цепями) сквозь различные пористые

среды [22–24]. В целях создания прочных и устойчивых к высокой минерализации полимерных систем были синтезированы наночастицы SiO_2 с гидрофобно-модифицированными макромолекулами [25, 26] полиакриламида, ковалентно связанные с поверхностью наночастиц с помощью дендримера (3-аминопропила) триэтоксисилана. Такие наночастицы в растворах образуют вязкие системы с улучшенными свойствами по сравнению с полиакриламидными гелями, так как соединение макромолекул происходит не физически, за счет зацеплений, и не химически, за счет добавления сшивателя, но в узлах структуры оказываются наночастицы оксидов металлов, стабильные и к температурным изменениям, и к высокой минерализации пластовой воды. Такие системы за счет полярно-олеофильных взаимодействий молекул гидрофобно-модифицированного полиакриламида создают необычные структуры типа жгутов, плоских слоев, пришитых к поверхности наночастиц [26–28]. Молекулярно-динамическое моделирование эмульсий таких наночастиц показало прочность и стабильность их структур в водных растворах и в нефти [29].

Лабораторные исследования фильтрации наночастиц в пористой среде

В предыдущем разделе мы рассмотрели стабильность наночастиц в растворах. В пористой среде для эффективной фильтрации, кроме стабильности, важен размер наночастиц, так как возможно закупоривание каналов

частицами, размеры которых сравнимы с горловинами пор (что особенно критично в низкопроницаемых коллекторах). Также возможно создание пленок и закупоривание каналов наночастицами малого размера, если выполняется неблагоприятное соотношение диаметров наночастиц, размеров пор и скорости фильтрации (рис. 4) [1].

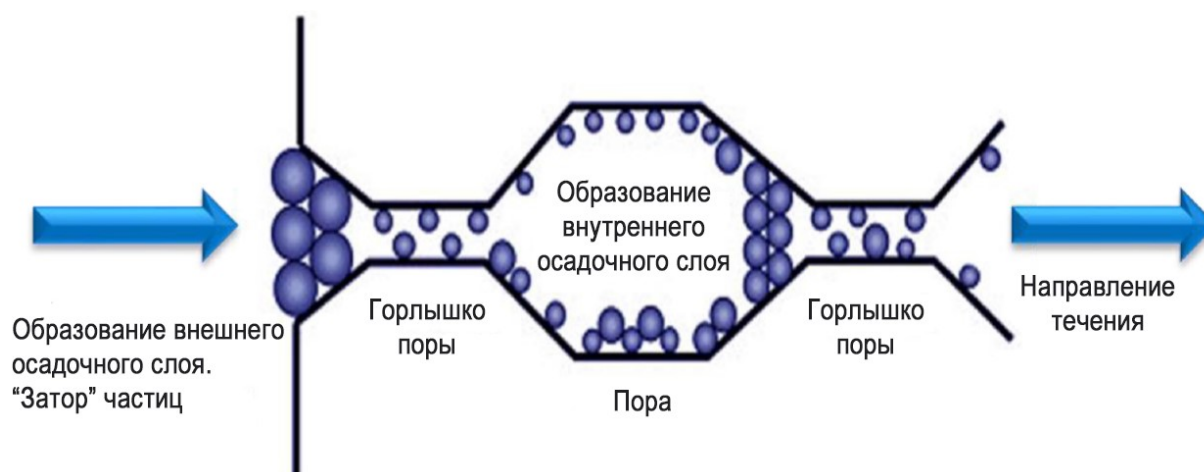


Рис. 4. Пример схемы процесса закупоривания каналов в пористой среде при фильтрации наночастиц

Fig. 4. Schematic example of log-jamming process in porous media during nanoparticle filtration

Источник: адаптировано из [1]

Source: adapted from [1]

В целом, наночастицы были исследованы в составе эмульсий для повышения их стабильности в пластовых условиях [12, 13, 30], в том числе пен [31, 32], снижения межфазного натяжения на границе раздела «нефть – водный раствор наночастиц» [33, 34], изменения смачиваемости породы коллектора [35, 36], улучшения характеристик вытеснения [33, 37, 38].

Все эти эффекты, так или иначе, связаны между собой. Положительный эффект от растворов наночастиц достигается за счет смещения контактного угла и механического отделения пленки нефти от твердой породы, что было исследовано в работе [39]. Чем больше концентрация

наночастиц и чем больше их размер и однородность наночастиц по размерам (монодисперсность), тем быстрее уменьшается энергия адгезии молекул нефти на поверхности и разрушается пленка нефти (рис. 5).

Изменение межфазного натяжения при добавлении наночастиц SiO_2 и SiO_2 с присоединенными молекулами ПАВ с гидрофобно-полярными функциональными группами («янус»-наночастицы) показано в работе [40]. «Янус»-наночастицы (J-SiO_2) существенно снижали межфазное натяжение, и их использование в фильтрационных экспериментах показало дополнительное вытеснение 15–17 % нефти.

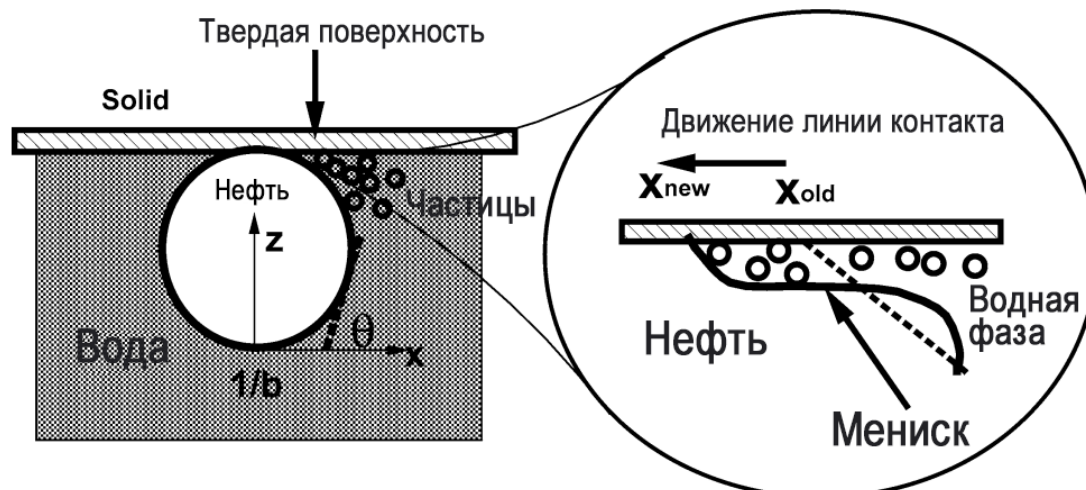


Рис. 5. Графическое представление смещения контактного угла и изменения формы капли в растворе наночастиц

Fig. 5. Graphical representation of contact angle shift and droplet shape change in a nanoparticle solution

Источник: адаптировано из [39]

Source: adapted from [39]

В работе [41] показано, что стабильность наночастиц SiO_2 повышается даже при добавлении молекул ПАВ, без специальных химических реакций присоединения, так как они, адсорбируясь на поверхности наночастиц, снижают ζ -потенциал. В данном исследовании, помимо снижения межфазного натяжения и контактного угла смачивания, было показано, что наночастицы SiO_2 с ПАВ дают бóльший эффект при вытеснении нефти из низкопроницаемых образцов карбонатной породы, чем из высокопроницаемых. Прирост коэффициента вытеснения составил 8,6 и 2,5 % соответственно, из чего авторы сделали вывод о необходимости использования наночастиц в низкопроницаемых и карбонатных коллекторах.

Большое количество работ посвящено стабилизации пен наночастицами [42–44]. Как и ПАВ, наночастицы способны стабилизировать пузырьки пен в растворах при течении их сквозь пористую среду. Наночастицы с ПАВ в работе [42] при закачке CO_2 с поверхности применяются

для предотвращения растворения CO_2 в воде и позволяют доносить пузырьки пены до целиков нефти, одновременно производя эффект отмывания нефти от породы и растворения в нефти CO_2 . В работе [43] исследовалось влияние наночастиц (на основе SiO_2) на результаты фильтрации пен газов N_2 и CO_2 . Пенная система стабилизировалась с помощью наночастиц SiO_2 с модифицированной поверхностью либо для сравнения высокомолекулярным ПАВ ПЭГ-400. Модификация поверхности наночастиц производилась с помощью присоединения третичных аминогрупп путем метилирования на основе муравьиной кислоты и формальдегида.

Эффект от применения наночастиц оценивался в работе [43] по изменению угла смачиваемости. На рис. 6 два левых эксперимента (6а и 6в) выполнены до применения состава (гидрофобная поверхность), а два правых – после нанесения раствора ПАВ (см. рис. 6б) и раствора функциональных наночастиц с ПАВ (см. рис. 6г).

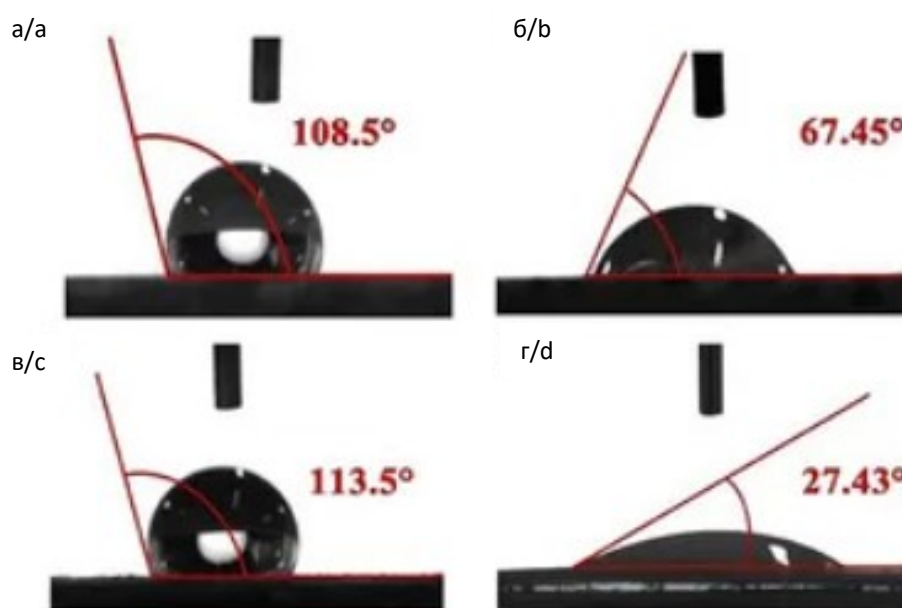


Рис. 6. Углы смачивания воды на предметном стекле:
 а, в – до обработки растворами;
 б – после обработки раствором поверхностно-активного вещества (без наночастиц);
 г – после обработки реагирующей наножидкостью

Fig. 6. Contact angles of water on a core slide:
 а, с – before treatment with solutions;
 б – after treatment with surfactant solution (without nanoparticles);
 д – after treatment with responsive nanofluid

Источник: [43]

Source: [43]

Результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти чередующимися оторочками пен N_2 и CO_2 . (рис. 7) показали дополнительное извлечение нефти около 20 % за счет стабилизации пен наночастицами (см. рис. 7б) по сравнению с применением ПАВ (см. рис. 7а).

При газовом воздействии азотом на песчаный нефтяной коллектор для контроля подвижности газа использовались ПАВ, пенообразователи и наночастицы [44]. Использование наночастиц было возможно при более высокой солености пластовой воды, и пена оказывалась более стабильной. Размер пузырьков, стабилизированных наночастицами с ПАВ, меньше, чем у пузырьков, стабилизированных ПАВ (рис. 8).

Большинство лабораторных исследований показали, что сами по себе водные растворы наночастиц лишь немного изменяют межфазное натяжение. Например, в работе [43] снижение межфазного натяжения составило примерно 6 %. Но комплексы наночастиц с ПАВ, наночастицы с функциональной поверхностью за счет «прививки» молекул ПАВ, обладают заметным эффектом при вытеснении нефти, который в некоторых трудах называют синергетическим [16, 44]. Другой эффект от применения наночастиц – механическая стабилизация пен и гелей за счет создания прочных центров из оксидов металлов, не подверженных изменениям температуры и минерализации пластовой воды [44–46].

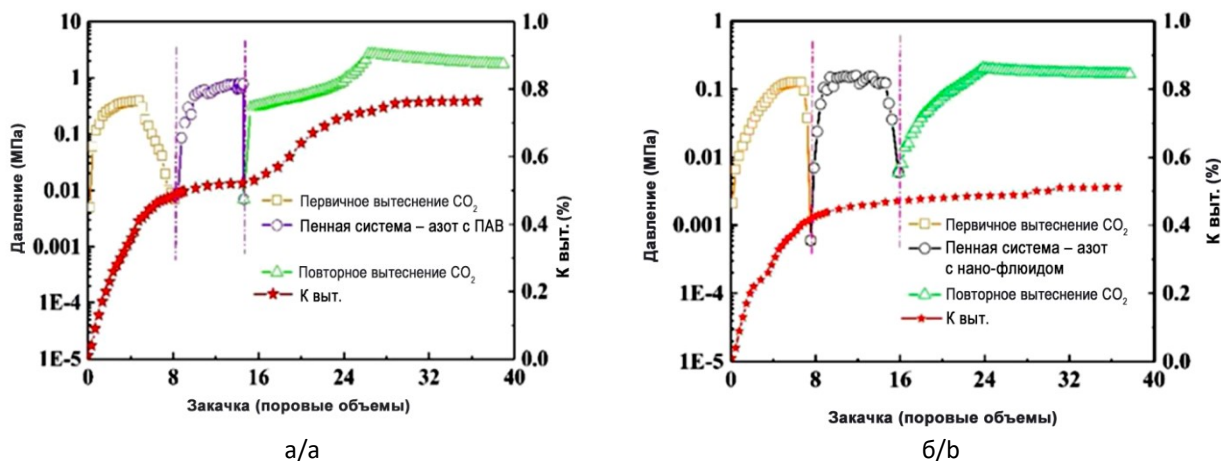


Рис. 7. Графическое представление динамики давления и коэффициента вытеснения нефти оторочками пен N₂ и CO₂: а – при добавлении ПАВ; б – при добавлении наночастиц

Fig. 7. Graphical representation of the pressure dynamics and the factor of oil displacement by N₂ and CO₂ foam slugs: а – when adding surfactants; б – when adding nanoparticles

Источник: адаптировано из [43]
Source: adapted from [43]

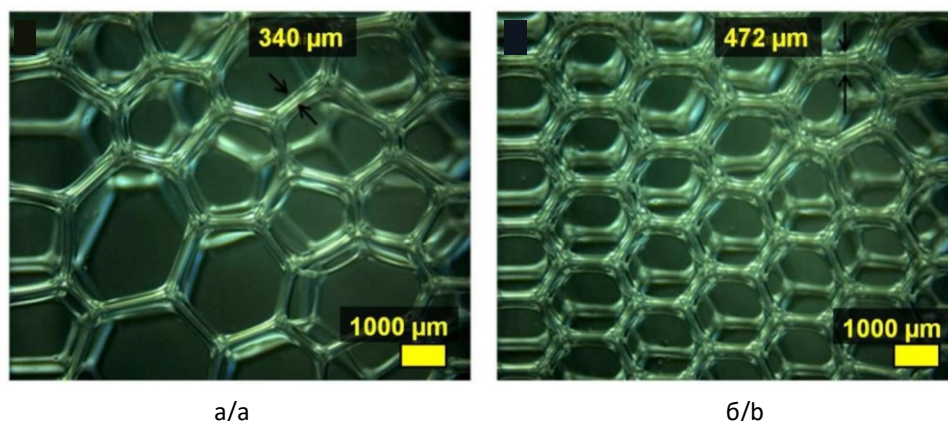


Рис. 8. Фотография под микроскопом высокого разрешения через 30 мин после образования пены: а – с наночастицами; б – без наночастиц

Fig. 8. High-resolution microscope image taken 30 min after the formation of foam: а – with nanoparticles; б – without nanoparticles

Источник: [44]
Source: [44]

Промысловый опыт использования наночастиц

Большое количество работ по использованию наночастиц в настоящий момент находится на стадии экспериментальных работ по созданию наночастиц, их стабилизации и применению на лабораторном

уровне. Но в последние годы многие компании вышли на уровень промышленных испытаний наночастиц как для ГРП, изоляции водопритоков в комбинации с ПАВ и полимерами, так и в качестве новых химических методов нефтеотдачи.

Наглядную схему использования нанотехнологий с указанием стран и области применения в нефтедобыче демонстрируют авторы работ [4, 47], данные из этих работ представлены в табл. 1. В основном применение наночастиц распространено в Китае и Саудовской Аравии, далее – в Северной и Южной Америке и Европе.

Наиболее удобно производство в сухой форме наночастиц, эмульсии, которых можно приготовить в промышленных условиях. Часто наночастицы поставляются в виде концентрированных растворов, содержащих ПАВ и/или полимер. В любом случае вопрос приготовления эмульсий в промышленных условиях очень важен.

Табл. 1. Применение наночастиц в различных странах при разработке месторождений

Table 1. Application of nanoparticles in various countries during field development

Страна	Направления исследований и применимые технологии
США	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения. Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти. Закачка газа. Изменение смачиваемости.
Канада	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения. Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти.
Колумбия	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения. Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти. Жидкости ГРП. Изменение смачиваемости. Повышение нефтеотдачи. Трассеры. Борьба с асфальтенами и выпадением неорганических солей.
Бразилия	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения.
Ирак	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения.
Норвегия	Буровые растворы. Контроль фронта вытеснения. Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти. Жидкости ГРП. Повышение приемистости. Удаление пены. Борьба с асфальтенами и выпадением неорганических солей.
Саудовская Аравия	Повышение нефтеотдачи. Трассеры.
Иран	Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти. Изоляция водопритока. Закачка газа. Изменение смачиваемости. Буровые растворы. Контроль фильтрации.
Китай	Буровые растворы. Контроль фильтрации. Повышение нефтеотдачи. Понижение вязкости тяжелой нефти. Жидкости ГРП. Изменение смачиваемости. Повышение приемистости. Повышение приемистости. Удаление пены. Борьба с асфальтенами и выпадением неорганических солей.

Источник: [4, 47] / Source: [4, 47]

Рассмотрим несколько удачных проектов использования наночастиц для повышения добычи нефти. На нефтяном месторождении Сарукава в Японии было несколько пилотных испытаний закачки растворов наночастиц с концентрацией 0,5 мас% в пласты с проницаемостью менее 10 мД. Было получено увеличение объема закачки воды, после чего в течение двух месяцев раствор наночастиц закачивался

в нагнетательную скважину, было получено увеличение добычи нефти и отсутствие наночастиц в добываемой продукции скважин. Испытания были проведены в 2024 г. и в настоящий момент продолжаются [48].

Еще одним приложением наночастиц является их использование в качестве трассеров, например, при мониторинге фактически работающих интервалов перфорации скважин [49].

Наночастицы, стабильные к давлению и температуре взрыва, помещались в гильзу при перфорации скважин на месторождении Вайоминг, Северная Дакота. Первые результаты продемонстрировали хороший уровень улавливания индикаторов на уровне кластера, что позволило провести расширенное картирование потоков, количественную оценку производительности перфорации и межскважинной связи для каждого отдельного кластера.

На месторождении Иглфорд, США, где преобладает сланцевый коллектор, наночастицы были применены как стабилизаторы пены CO_2 [50], о сути технологии стабилизации пен говорилось выше. В коллекторе на глубине около 1400 м пробурены горизонтальные скважины с многостадийным ГРП

(20 стадий), куда периодически в режиме huff-and-puff (закачка – выдержка – отбор) закачивается CO_2 с добавлением наночастиц SiO_2 размером 12–15 нм с модифицированной поверхностью. В работе [50] не указано, как модифицирована поверхность, но увеличение контактного угла смачивания капли нефти в воде при добавлении наночастиц свидетельствует о гидрофобной модификации поверхности. Добавление 10 мас% наночастиц существенно снижает межфазное натяжение и стабилизирует пену CO_2 , закачанную после ГРП. Промысловые результаты за год испытаний CO_2 с наночастицами свидетельствуют о снижении добычи воды и увеличении добычи нефти (рис. 9) из сланцевых пластов легкой нефти 825 кг/м^3 , со сверхнизкой проницаемостью 0,008 мД и температурой $65 \text{ }^\circ\text{C}$.

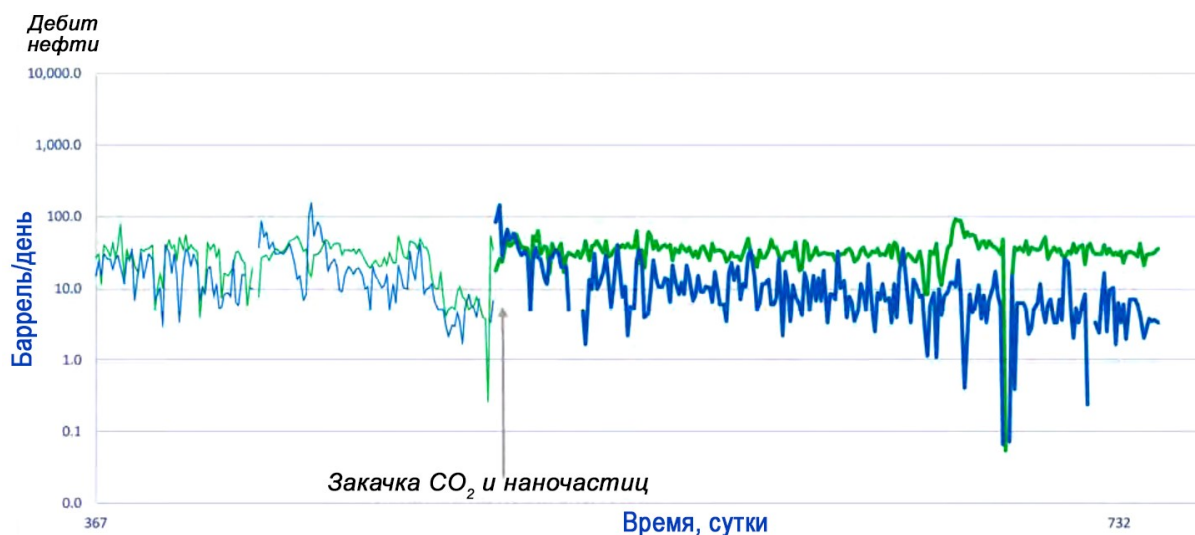


Рис. 9. Динамики дебитов нефти и воды до и после применения наночастиц

Fig. 9. Oil and water flow rates before and after application of nanoparticles

Источник: адаптировано из [50]

Source: adapted from [50]

Подводя итоги, приведем успешные результаты некоторых проектов, информация

о которых имеется в открытом доступе (табл. 2).

Табл. 2. Примеры практической реализации использования наночастиц**Table 2.** Examples of practical implementation of the use of nanoparticles

Метод	Год	Место	Тип и концентрация наножидкости/наночастиц	Основные результаты (источник)
1	2	3	4	5
Ингибирование выпадения асфальтенов	2012	Колумбия	Наночастицы Al_2O_3 размером ≈ 30 нм помещают в жидкость-носитель, состоящую из смеси растворителей и спиртов; концентрация (до 500 мг/л) может варьироваться в зависимости от месторождения, на котором будут проводиться испытания	С 2012 г. применена на 6 месторождениях, что привело к увеличению запасов на 1,5 млн баррелей при высокой экономической эффективности [51]
Предотвращение выноса мелких частиц неконсолидированной породы	2014	Колумбия	Наночастицы SiO_2 размером 30 нм в жидкости-носителе, состоящей из смеси растворителей и спиртов; концентрация наночастиц составляла 500 мг/л	Увеличение добычи на 48 баррелей нефти в сутки [52]
Отложение карбонатных солей в призабойной зоне пласта	2017	Колумбия	Наножидкость, состоящая из жидкости-носителя на основе фосфонатов с содержанием наночастиц кальций-диэтилен-триаминпентаметилефосфоновой кислоты (Ca-DTPMP, 66 нм) в количестве 50 мг/л	Увеличение производительности по нефти на 66 баррелей в сутки [47]
Предотвращение поглощения бурового раствора	2014	Канада	Концентрированный раствор с содержанием 5 мас% наночастиц на основе кальция (51 ± 11 нм) в виде обратной эмульсии	Сокращение расхода фильтрата до 34 % по сравнению с фильтратом без наночастиц [53]
Повышение качества бурения	2018	Бразилия	Буровой раствор с добавлением наночастиц (нет данных)	Более высокая стабильность бурового раствора и снижение затрат на бурение на 15 % [54]
Стабилизация сланцевых пород при бурении	2020	Иран	Функционализированный нанопористый графен 50 нм и/или функционализированные многослойные углеродные нанотрубки (FMUNT, 14 нм) в дозировке 3 мас% в бентонитовой суспензии	Улучшают свойства бурового раствора: реологию, качество смазки и ингибируют гидратацию сланца; наноматериалы обеспечивают более экономичную эксплуатацию [55]
Повышение мобильности тяжелой и сверхтяжелой нефти (huff-and-puff)	2013	Колумбия, месторождения Кастилья и Чичимене	Наночастицы на основе Al_2O_3 размером ≈ 25 нм, диспергированные в жидкости-носителе на масляной/спиртовой основе в концентрациях до 500 мг/л в зависимости от залежи	Увеличение добычи до 310 баррелей в сутки; технология была применена более чем на восьми месторождениях; увеличение запасов почти на 1 млн баррелей [47]

Продолжение табл. 2

Table 2 continued

1	2	3	4	5
Ограничение водопритоков	2017	Венгрия, месторождение Алгио	Наночастицы диоксида кремния при концентрации 1000 мг/л в системе силикат/полимерный гель	При обводненности до 80 % наблюдалось снижение обводненности на ~45 % за два года [56]
Жидкости ГРП	2018	Колумбия	Наночастицы SiO ₂ (<20 нм) в водном растворе при концентрации 40 000 мг/л	ГРП проведен в 11 скважинах, на 110 баррелей в сутки увеличилась добыча, при этом вязкость тяжелой нефти во всех случаях снизилась [47]
Закачка газа (МУН N ₂ , CO ₂)	2020	Техас, США	Поверхностно-модифицированные SiO ₂ (12–15 нм, до 10 мас%)	Увеличение количества добываемых баррелей нефтяного эквивалента (БНЭ) до 564 % при использовании N ₂ и +5000 баррелей нефти при использовании CO ₂ ¹ [50]
Трассерные исследования в режиме huff-and-puff и при заводнении	2011 – 2016	Саудовская Аравия	Карбонатные наночастицы, называемые А-точками (Arab-Dots). 10 нм; 5 кг наноматериала на 225 баррелей воды (при huff-and-puff) и концентрации 3000 мг/л (при заводнении)	Эффективность извлечения воды с трассером более 85 %, метод определения водонасыщенности более эффективный, чем с химическими индикаторами [57]
Трассерные исследования при заводнении	2018	Колумбия	Углеродные флуоресцирующие наночастицы (так называемые квантовые точки) диаметром 30 нм и толщиной 1 нм	Было закачено 20 кг наноматериала с концентрацией 500 000 мг/л. Малое время трассерных исследований – до трех дней [58]
Снижение давления в нагнетательных скважинах	2013	Китай, месторождения Шэнли и Чжунъюань	Гидрофобный SiO ₂ (наноматериал ShUNP2–10) с размерами от 9 до 20 нм	Снижает давление закачки при постоянной скорости закачки до 40 %, обеспечивая эффект на 12-месячный срок [59–61]
Нано-ПАВ	2019	Колумбия	До 1000 мг/л преимущественно гидрофильного поверхностно-активного вещества (CAN) в присутствии 100 мг/л наночастиц, состоящих в основном из SiO ₂ , размеры ~70 нм	Суммарная дополнительная добыча нефти составила +87 000 баррелей в первом полевом испытании [62]

¹ Watts R., Watts K., Southwell J.E., et al. Patent US 10,801,310 B2. Using gases and hydrocarbon recovery fluids containing nanoparticles to enhance hydrocarbon recovery; Filed Sep. 25, 2018; Publ. Oct. 13, 2020. 32 p.

Заключение

По результатам обзора можно сделать вывод, что применение наночастиц в нефтедобыче – это активно развивающаяся часть химических методов повышения нефтеотдачи, которая во многом пришла из других отраслей применения нанотехнологий и сейчас сдерживается возможностями производства стабильных наночастиц и их стоимостью.

Особенно большие перспективы для применения наночастиц имеются в разработке низкопроницаемых коллекторов, где фильтрация воды затруднительна или невозможна. Здесь остро стоит вопрос сложного порового пространства, большой площади поверхности пород и, соответственно, больших запасов нефти, адсорбированной на породе. Наноразмерные

объекты активно взаимодействуют с породой и границами раздела сред, меняют свойства поверхности и изменяют характер течений и взаимодействий в низкопроницаемых средах.

Также наночастицы могут выступать катализаторами процессов разложения в пласте тяжелых нефтей и битумов, что позволяет комбинировать их с тепловыми методами добычи.

Кроме того, наночастицы становятся стабилизаторами пен, гелей, ПАВ – полимерных систем. Стабильность наночастиц к высоким температурам и минерализации пластовой воды делает их универсальными и эффективными компонентами тампонажных систем, буровых растворов, жидкостей ГРП и композиций для обработки скважин.

Вклад авторов

А.С. Ушакова – концептуализация, формальный анализ, методология, администрирование проекта, руководство исследованием, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Д.П. Анисеев – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, проведение исследования, методология, верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи.

Э.С. Анисеева – верификация данных, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *El-Diasty A.I., Aly A.M.* Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14–16 September 2015. Paper SPE-175806. <https://doi.org/10.2118/175806-MS>
2. *Panchal H., Patel H., Patel J., Shah M.* A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery // Petroleum Research. 2021. Vol. 6, No. 3. P. 204–212. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.03.003>
3. *Ahmed H.U., Mohammed A.A., Mohammed A.S.* Effectiveness of silicon dioxide nanoparticles (nano SiO₂) on the internal structures, electrical conductivity, and elevated temperature behaviors of

geopolymer concrete composites // Journal of Inorganic and Organometallic Polymers and Materials. Vol. 33, No. 12. P. 3894–3914. <https://doi.org/10.1007/s10904-023-02672-2>

4. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., et al. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review // Fuel. 2022. Vol. 324. P. 124669. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>

5. Sitnov S.A., Khelkhal M.A., Mukhamatdinov I.I., et al. Iron oxide nanoparticles impact on improving reservoir rock minerals catalytic effect on heavy oil aquathermolysis // Fuel. 2022. Vol. 327. P. 124956. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124956>

6. Medina O.E., Olmos C., Lopera S.H., et al. Nanotechnology applied to thermal enhanced oil recovery processes: A review // Energies. 2019. Vol. 12, No. 24. P. 4671. <https://doi.org/10.3390/en12244671>

7. Namdar H., Manteghian M., Jafari A., Riazi M. Analysis and optimization of binary interactions in the aquathermolysis of heavy oil catalyzed by trimetallic nanoparticles // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. 2024. Vol. 178. P. 106402. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2024.106402>

8. Al-Ghefeili H.M.A., Devi M.G., Al-Abri M.Z. Magnetite nanoparticle mediated catalytic aquathermolysis of Omani heavy crude oil // Journal of the Indian Chemical Society. 2022. Vol. 99, No. 1. P. 100314. <https://doi.org/10.1016/j.jics.2021.100314>

9. Yi S., Babadagli T., Andy Li H. Use of nickel nanoparticles for promoting aquathermolysis reaction during cyclic steam stimulation // SPE Journal. 2018. Vol. 23, No. 1. P. 145–156. <https://doi.org/10.2118/186102-PA>

10. Greff J.H., Babadagli T. Catalytic effects of nano-size metal ions in breaking asphaltene molecules during thermal recovery of heavy-oil // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. Paper SPE-146604-MS. <https://doi.org/10.2118/146604-MS>

11. Байгильдин Э.П., Ситнов С.А., Вахин А.В. и др. Акватермолиз высоковязкой нефти с использованием биметаллических катализаторов на основе железа и кобальта, образованных in situ из смеси нефтерастворимых прекурсоров // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 3. С. 62–67. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.62-67>

12. Mandal A., Bera A., Ojha K., Kumar T. Characterization of surfactant stabilized nanoemulsion and its use in enhanced oil recovery // SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, Noordwijk, Netherlands, 12–14 June 2012. Paper SPE-155406-MS. <https://doi.org/10.2118/155406-MS>

13. Yang Y., Fang Z., Chen X., et al. An overview of Pickering emulsions: Solid-particle materials, classification, morphology, and applications // Frontiers in Pharmacology. 2017. Vol. 8. P. 287. <https://doi.org/10.3389/fphar.2017.00287>

14. Chen L., Ao F., Ge X., Shen W. Food-grade Pickering emulsions: Preparation, stabilization and applications // Molecules. 2020. Vol. 25, No. 14. P. 3202. <https://doi.org/10.3390/molecules25143202>

15. Ferraris S., Cazzola M., Peretti V., et al. Zeta potential measurements on solid surfaces for in vitro biomaterials testing: Surface charge, reactivity upon contact with fluids and protein absorption // Frontiers in Bioengineering and Biotechnology. 2018. Vol. 6. P. 60. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2018.00060>

16. Carvalho P.M., Felício M.R., Santos N.C., et al. Application of light scattering techniques to nanoparticle characterization and development // Frontiers in Chemistry. 2018. Vol. 6. P. 237. <https://doi.org/10.3389/fchem.2018.00237>

17. Prasad T.R., Krishna K.R., Sharma K.V., Mantravadi N. Вязкость и теплопроводность наножидкостей кобальта и диоксида кремния в оптимальной смеси глицерина и воды // Коллоидный журнал. 2022. Т. 84, № 2. С. 213–227. EDN: ZZXEJB
18. Xu F., Zhong X., Li Z., et al. Synergistic mechanisms between nanoparticles and surfactants: Insight into NP–surfactant interactions // *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. P. 913360. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.913360>
19. Song T., Gao F., Guo S., et al. A review of the role and mechanism of surfactants in the morphology control of metal nanoparticles // *Nanoscale*. 2021. Vol. 13, No. 7. P. 3895–3910. <https://doi.org/10.1039/D0NR07339C>
20. Yu Q., Zhao L., Guo C., et al. Regulating protein corona formation and dynamic protein exchange by controlling nanoparticle hydrophobicity // *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*. 2020. Vol. 8. P. 210. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2020.00210>
21. Vollath D., Szabó D.V. Coated nanoparticles: A new way to improved nanocomposites // *Journal of Nanoparticle Research*. 1999. Vol. 1, No. 2. P. 235–242. <https://doi.org/10.1023/A:1010060701507>
22. ShamsiJazeyi H., Miller C.A., Wong M.S., et al. Polymer-coated nanoparticles for enhanced oil recovery // *Journal of Applied Polymer Science*. 2014. Vol. 131, No. 15. P. app.40576. <https://doi.org/10.1002/app.40576>
23. Nune S.K., Miller Q.R.S., Schaeff H.T., et al. Transport of polymer-coated metal–organic framework nanoparticles in porous media // *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12, No. 1. P. 13962. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-18264-y>
24. Bila A., Stensen J.Å., Torsæter O. Experimental investigation of polymer-coated silica nanoparticles for enhanced oil recovery // *Nanomaterials*. 2019. Vol. 9, No. 6. P. 822. <https://doi.org/10.3390/nano9060822>
25. Liu R., Pu W., Ushakova A., et al. Micro-displacement mechanism of divalent cations activated polymer flooding in a complex conglomerate // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196774-MS. <https://doi.org/10.2118/196774-MS>
26. Pu W.-F., Ushakova A., Liu R., et al. Self-assembly in amphiphilic spherical brushes // *The Journal of Chemical Physics*. 2020. Vol. 152, No. 23. P. 234903. <https://doi.org/10.1063/5.0008896>
27. Ushakova A.S., Lazutin A.A., Vasilevskaya V.V. Flowerlike multipetal structures of nanoparticles decorated by amphiphilic homopolymers // *Macromolecules*. 2021. Vol. 54, No. 13. P. 6285–6295. <https://doi.org/10.1021/acs.macromol.1c00467>
28. Yan J., Bockstaller M.R., Matyjaszewski K. Brush-modified materials: Control of molecular architecture, assembly behavior, properties and applications // *Progress in Polymer Science*. 2020. Vol. 100. P. 101180. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2019.101180>
29. Lazutin A.A., Vasilevskaya V.V. Matrix free polymer nanocomposites from amphiphilic hairy nanoparticles: Solvent selectivity and mechanical properties // *Polymer*. 2022. Vol. 255. P. 125172. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2022.125172>
30. Kumar G., Kakati A., Mani E., Sangwai J.S. Stability of nanoparticle stabilized oil-in-water Pickering emulsion under high pressure and high temperature conditions: comparison with surfactant stabilized oil-in-water emulsion // *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2021. Vol. 42, No. 8. P. 1204–1217. <https://doi.org/10.1080/01932691.2020.1730888>

31. *Ab Rasid S.A., Mahmood S.M., Kechut N.I., Akbari S.* A review on parameters affecting nanoparticles stabilized foam performance based on recent analyses // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109475. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109475>
32. *Yu W., Kanj M.Y.* Review of foam stability in porous media: The effect of coarsening // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109698. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109698>
33. *Pu W., He Y., Liu R., et al.* Functionalized silica nanoparticles for enhanced heavy oil recovery: Experiment and molecular dynamics simulation // *Energy & Fuels*. 2025. Vol. 39, No. 29. P. 14055–14069. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c01528>
34. *Betancur S., Giraldo L.J., Carrasco-Marín F., et al.* Importance of the nanofluid preparation for ultra-low interfacial tension in enhanced oil recovery based on surfactant–nanoparticle–brine system interaction // *ACS Omega*. 2019. Vol. 4, No. 14. P. 16171–16180. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b02372>
35. *Amrouche F., Gomari S.R., Islam M., Xu D.* A novel hybrid technique to enhance oil production from oil-wet carbonate reservoirs by combining a magnetic field with alumina and iron oxide nanoparticles // *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 281. P. 124891. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124891>
36. *Hou B., Jia R., Fu M., et al.* Mechanism of wettability alteration of an oil-wet sandstone surface by a novel cationic Gemini surfactant // *Energy & Fuels*. 2019. Vol. 33, No. 5. P. 4062–4069. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00304>
37. *Nazari Moghaddam R., Bahramian A., Fakhroueian Z., et al.* Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: Wettability alteration of carbonate rocks // *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 4. P. 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>
38. *Razavirad F., Shahrabadi A., Babakhani Dehkordi P., Rashidi A.* Experimental pore-scale study of a novel functionalized iron-carbon nanohybrid for enhanced oil recovery (EOR) // *Nanomaterials*. 2021. Vol. 12, No. 1. P. 103. <https://doi.org/10.3390/nano12010103>
39. *Chengara A., Nikolov A.D., Wasan D.T., et al.* Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2004. Vol. 280, No. 1. P. 192–201. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.07.005>
40. *Bai Y., Pu C., Liu S., et al.* A novel amphiphilic Janus nano-silica for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs: An experimental study // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2022. Vol. 637. P. 128279. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.128279>
41. *Rezaei A., Abdollahi H., Derikvand Z., et al.* Insights into the effects of pore size distribution on the flowing behavior of carbonate rocks: Linking a nano-based enhanced oil recovery method to rock typing // *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 5. P. 972. <https://doi.org/10.3390/nano10050972>
42. *Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., et al.* Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments // *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 12. P. 9984–9994. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>
43. *Lai N., Zhu Q., Qiao D., et al.* CO₂/N₂-responsive nanoparticles for enhanced oil recovery during CO₂ flooding // *Frontiers in Chemistry*. 2020. Vol. 8. P. 393. <https://doi.org/10.3389/fchem.2020.00393>
44. *Singh R., Mohanty K.K.* Synergy between nanoparticles and surfactants in stabilizing foams for oil recovery // *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 2. P. 467–479. <https://doi.org/10.1021/ef5015007>

45. *Bila A., Torsæter O.* Experimental investigation of polymer-coated silica nanoparticles for EOR under harsh reservoir conditions of high temperature and salinity // *Nanomaterials*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 765. <https://doi.org/10.3390/nano11030765>
46. *Hadia N.J., Ng Y.H., Stubbs L.P., Torsæter O.* High salinity and high temperature stable colloidal silica nanoparticles with wettability alteration ability for EOR applications // *Nanomaterials*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 707. <https://doi.org/10.3390/nano11030707>
47. *Franco C.A., Franco C.A., Zabala R.D., et al.* Field applications of nanotechnology in the oil and gas industry: Recent advances and perspectives // *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 23. P. 19266–19287. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02614>
48. *Kumasaka J., Kaito Y., Goto A., et al.* First nanoparticle-based EOR project in Japan: Field pilot test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218278-MS. <https://doi.org/10.2118/218278-MS>
49. *Hendricks W., Marshall E., Shokanov T., et al.* Cluster-level flow mapping and production diagnostics using ultrahigh-resolution nanoparticle tracers embedded in perforation charges // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, 9–11 June 2025. Paper URTEC-4240438-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2025-4240438>
50. *Zheng S., Sharma M., Watts R., Ahmad Y.* A nanoparticle assisted CO₂ huff-n-puff field test in the eagle ford shale // SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, 31 August – 4 September 2020. Paper SPE-200375-MS. <https://doi.org/10.2118/200375-MS>
51. *Zabala R., Mora E., Botero O.F., et al.* Nano-technology for asphaltenes inhibition in Cupiagua South Wells // IPTC 2014: Conference International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 19–22 January 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17344-MS>
52. *Arias-Madrid D., Ospina N., Céspedes C., et al.* Inhibition of the formation damage due to fines migration on low-permeability reservoirs of sandstone using silica-based nanofluids: from laboratory to a successful field trial // *Formation Damage in Oil and Gas Reservoirs: Nanotechnology Applications for its Inhibition/Remediation* / Ed. by C.A. Franco Ariza, F.B. Cortés Correa. New York: Nova Science Publishers, 2018. P. 231–284.
53. *Borisov A.S., Husein M., Hareland G.* A field application of nanoparticle-based invert emulsion drilling fluids // *Journal of Nanoparticle Research*. 2015. Vol. 17, No. 8. P. 340. <https://doi.org/10.1007/s11051-015-3143-x>
54. *Barroso A.L., Marcelino C.P., Leal A.B., et al.* New generation nano technology drilling fluids application associated to geomechanic best practices: Field trial record in Bahia – Brazil // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 30 April – 3 May 2018. Paper OTC-28731-MS. <https://doi.org/10.4043/28731-MS>
55. *Sajjadian M., Sajjadian V.A., Rashidi A.* The influence of nanoparticles with KCl salt on improving of water-based drilling fluid properties: experimental analysis and trial field test // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 2020. Vol. 47, No. 1. P. 3478–3495. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1854900>
56. *Lakatos I., Szentes G., Vago A., Karaffa Z.* Application of nanoparticle aided silicate reservoir conformance control method at the Algyo Field, Hungary: Fundamentals and case histories // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. Paper SPE-188563-MS. <https://doi.org/10.2118/188563-MS>

57. *Alaskar M., Kosynkin D.* Successful crosswell field test of fluorescent carbogenic nanoparticles // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 159. P. 443–450. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.048>

58. *Franco C.A., Candela C.H., Gallego J., et al.* Easy and rapid synthesis of carbon quantum dots from mortiño (*vaccinium meridionale swartz*) extract for use as green tracers in the oil and gas industry: Lab-to-field trial development in Colombia // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2020. Vol. 59, No. 25. P. 11359–11369. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c01194>

59. *Gu C.Y., Di Q.F., Shi L.Y., et al.* Drag reduction technology with nanomaterial shunp2-10 in oilfield // *Advanced Materials Research*. 2013. Vol. 807–809. P. 2492–2497. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.807-809.2492>

60. *Yakasai F., Jaafar M.Z., Bandyopadhyay S., Agi A.* Current developments and future outlook in nanofluid flooding: A comprehensive review of various parameters influencing oil recovery mechanisms // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2021. Vol. 93. P. 138–162. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2020.10.017>

61. *Sun Y., Yang D., Shi L., et al.* Properties of nanofluids and their applications in enhanced oil recovery: A comprehensive review // *Energy & Fuels*. 2020. Vol. 34, No. 2. P. 1202–1218. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03501>

62. *Franco C.A., Giraldo L.J., Candela C.H., et al.* Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant–nanoparticle–brine interaction: From laboratory experiments to oil field application // *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 8. P. 1579. <https://doi.org/10.3390/nano10081579>

Информация об авторах

Александра Сергеевна Ушакова – д-р техн. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; SPIN-код: 6247-9012, <https://orcid.org/0000-0002-6717-7316>; e-mail: ushakova@ipng.ru

Даниил Павлович Аникеев – канд. техн. наук, заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5132-4200, <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ipng.ru

Эльвира Сергеевна Аникеева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3984-0948, <https://orcid.org/0009-0001-3820-9446>; e-mail: esanikeeva@ipng.ru

Поступила в редакцию 09.11.2025

Принята к публикации 26.12.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Review

Application of nanoparticles in the oil industry to increase oil recovery and productivity of injection and production wells**Alexandra S. Ushakova^{1,2}** ✉, **Daniil P. Anikeev¹**, **Elvira S. Anikeeva¹**

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

2 – Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117997, Russia

Abstract. The paper presents a review of scientific and industrial articles on the application of nanoparticles in oil production. Various aspects of the use of nanoparticles – solid, primarily inorganic, nanoscale objects with a developed surface – are considered. A review of studies demonstrating the stability of nanoparticles in aqueous solutions and methods for chemical and physical stabilization of nanoparticles with surfactant and polymer molecules is presented. Chemically modified nanoparticles with grafted surfactant molecules and macromolecules on the surface are considered. These particles have controllable properties due to the thermal and pH sensitivity of the grafted layer. A decrease in interfacial tension at the oil–nanoparticle solution boundary and a change in rock wettability result in more efficient penetration of aqueous solutions into small capillaries and improve displacement characteristics. The other various applications of nanoparticles are considered: nanoparticles as foam stabilizers in combination with gaseous displacement agents, such as CO₂; nanoparticles in gels as cementing systems for isolating water influxes. This article provides an overview of oilfield projects of nanoparticles application and their efficiency for oil recovery. Ongoing and fulfilled projects of nanoparticles injection as tracers, as agents that modify rock wettability and as foam stabilizers are discussed. The examples of well treatments with nanoparticles for increasing oil flow rates (producing wells) and reduce of water injection pressure (injection wells) are also discussed.

Keywords: oil recovery methods, well intensification methods, nanoparticles, surface tension, emulsions, foam, gel, controlled surface properties

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Ushakova A.S., Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Application of nanoparticles in the oil industry to increase oil recovery and productivity of injection and production wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 1. P. 108–133. (In Russ.).

✉ Alexandra S. Ushakova, ushakova@ipng.ru

© Ushakova A.S., Anikeev D.P., Anikeeva E.S., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Alexandra S. Ushakova – conceptualization, formal analysis, methodology, project administration, supervision, writing – original draft, writing – review & editing.

Daniil P. Anikeev – conceptualization, data curation, formal analysis, investigation, methodology, validation, visualization, writing – original draft.

Elvira S. Anikeeva – validation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. El-Diasty A.I., Aly A.M. Understanding the mechanism of nanoparticles applications in enhanced oil recovery. In: *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt, 14–16 September 2015. Paper SPE-175806. <https://doi.org/10.2118/175806-MS>
2. Panchal H., Patel H., Patel J., Shah M. A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*. 2021. Vol. 6, No. 3. P. 204–212. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.03.003>
3. Ahmed H.U., Mohammed A.A., Mohammed A.S. Effectiveness of silicon dioxide nanoparticles (nano SiO₂) on the internal structures, electrical conductivity, and elevated temperature behaviors of geopolymer concrete composites. *Journal of Inorganic and Organometallic Polymers and Materials*. Vol. 33, No. 12. P. 3894–3914. <https://doi.org/10.1007/s10904-023-02672-2>
4. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., et al. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review. *Fuel*. 2022. Vol. 324. P. 124669. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>
5. Sitnov S.A., Khelkhal M.A., Mukhamatdinov I.I., et al. Iron oxide nanoparticles impact on improving reservoir rock minerals catalytic effect on heavy oil aquathermolysis. *Fuel*. 2022. Vol. 327. P. 124956. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124956>
6. Medina O.E., Olmos C., Lopera S.H., et al. Nanotechnology applied to thermal enhanced oil recovery processes: A review. *Energies*. 2019. Vol. 12, No. 24. P. 4671. <https://doi.org/10.3390/en12244671>
7. Namdar H., Manteghian M., Jafari A., Riazi M. Analysis and optimization of binary interactions in the aquathermolysis of heavy oil catalyzed by trimetallic nanoparticles. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2024. Vol. 178. P. 106402. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2024.106402>
8. Al-Ghefeili H.M.A., Devi M.G., Al-Abri M.Z. Magnetite nanoparticle mediated catalytic aquathermolysis of Omani heavy crude oil. *Journal of the Indian Chemical Society*. 2022. Vol. 99, No. 1. P. 100314. <https://doi.org/10.1016/j.jics.2021.100314>
9. Yi S., Babadagli T., Andy Li H. Use of nickel nanoparticles for promoting aquathermolysis reaction during cyclic steam stimulation. *SPE Journal*. 2018. Vol. 23, No. 1. P. 145–156. <https://doi.org/10.2118/186102-PA>
10. Greff J.H., Babadagli T. Catalytic effects of nano-size metal ions in breaking asphaltene molecules during thermal recovery of heavy-oil. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*,

Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. Paper SPE-146604-MS. <https://doi.org/10.2118/146604-MS>

11. Baygildin E.R., Sitnov S.A., Vakhin A.V., et al. Aquathermolysis of heavy oil in the presence of bimetallic catalyst that form in-situ from the mixture of oil-soluble iron and cobalt precursors. *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 3. P. 62–67. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.62-67>

12. Mandal A., Bera A., Ojha K., Kumar T. Characterization of surfactant stabilized nanoemulsion and its use in enhanced oil recovery. In: *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, Noordwijk, Netherlands, 12–14 June 2012. Paper SPE-155406-MS. <https://doi.org/10.2118/155406-MS>

13. Yang Y., Fang Z., Chen X., et al. An overview of Pickering emulsions: Solid-particle materials, classification, morphology, and applications. *Frontiers in Pharmacology*. 2017. Vol. 8. P. 287. <https://doi.org/10.3389/fphar.2017.00287>

14. Chen L., Ao F., Ge X., Shen W. Food-grade Pickering emulsions: Preparation, stabilization and applications. *Molecules*. 2020. Vol. 25, No. 14. P. 3202. <https://doi.org/10.3390/molecules25143202>

15. Ferraris S., Cazzola M., Peretti V., et al. Zeta potential measurements on solid surfaces for in vitro biomaterials testing: Surface charge, reactivity upon contact with fluids and protein absorption. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*. 2018. Vol. 6. P. 60. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2018.00060>

16. Carvalho P.M., Felício M.R., Santos N.C., et al. Application of light scattering techniques to nanoparticle characterization and development. *Frontiers in Chemistry*. 2018. Vol. 6. P. 237. <https://doi.org/10.3389/fchem.2018.00237>

17. Prasad T.R., Krishna K.R., Sharma K.V., Mantravadi N. Viscosity and thermal conductivity of cobalt and silica nanofluid in an optimum mixture of glycerol and water. *Colloid Journal*. 2022. Vol. 84, No. 2. P. 208–221. <https://doi.org/10.1134/S1061933X22020090>

18. Xu F., Zhong X., Li Z., et al. Synergistic mechanisms between nanoparticles and surfactants: Insight into NP–surfactant interactions. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. P. 913360. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.913360>

19. Song T., Gao F., Guo S., et al. A review of the role and mechanism of surfactants in the morphology control of metal nanoparticles. *Nanoscale*. 2021. Vol. 13, No. 7. P. 3895–3910. <https://doi.org/10.1039/D0NR07339C>

20. Yu Q., Zhao L., Guo C., et al. Regulating protein corona formation and dynamic protein exchange by controlling nanoparticle hydrophobicity. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*. 2020. Vol. 8. P. 210. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2020.00210>

21. Vollath D., Szabó D.V. Coated nanoparticles: A new way to improved nanocomposites. *Journal of Nanoparticle Research*. 1999. Vol. 1, No. 2. P. 235–242. <https://doi.org/10.1023/A:1010060701507>

22. ShamsiJazeyi H., Miller C.A., Wong M.S., et al. Polymer-coated nanoparticles for enhanced oil recovery. *Journal of Applied Polymer Science*. 2014. Vol. 131, No. 15. P. app.40576. <https://doi.org/10.1002/app.40576>

23. Nune S.K., Miller Q.R.S., Schaeff H.T., et al. Transport of polymer-coated metal–organic framework nanoparticles in porous media. *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12, No. 1. P. 13962. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-18264-y>

24. Bila A., Stensen J.Å., Torsæter O. Experimental investigation of polymer-coated silica nanoparticles for enhanced oil recovery. *Nanomaterials*. 2019. Vol. 9, No. 6. P. 822. <https://doi.org/10.3390/nano9060822>
25. Liu R., Pu W., Ushakova A., et al. Micro-displacement mechanism of divalent cations activated polymer flooding in a complex conglomerate. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196774-MS. <https://doi.org/10.2118/196774-MS>
26. Pu W.-F., Ushakova A., Liu R., et al. Self-assembly in amphiphilic spherical brushes. *The Journal of Chemical Physics*. 2020. Vol. 152, No. 23. P. 234903. <https://doi.org/10.1063/5.0008896>
27. Ushakova A.S., Lazutin A.A., Vasilevskaya V.V. Flowerlike multipetal structures of nanoparticles decorated by amphiphilic homopolymers. *Macromolecules*. 2021. Vol. 54, No. 13. P. 6285–6295. <https://doi.org/10.1021/acs.macromol.1c00467>
28. Yan J., Bockstaller M.R., Matyjaszewski K. Brush-modified materials: Control of molecular architecture, assembly behavior, properties and applications. *Progress in Polymer Science*. 2020. Vol. 100. P. 101180. <https://doi.org/10.1016/j.progpolymsci.2019.101180>
29. Lazutin A.A., Vasilevskaya V.V. Matrix free polymer nanocomposites from amphiphilic hairy nanoparticles: Solvent selectivity and mechanical properties. *Polymer*. 2022. Vol. 255. P. 125172. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2022.125172>
30. Kumar G., Kakati A., Mani E., Sangwai J.S. Stability of nanoparticle stabilized oil-in-water Pickering emulsion under high pressure and high temperature conditions: comparison with surfactant stabilized oil-in-water emulsion. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2021. Vol. 42, No. 8. P. 1204–1217. <https://doi.org/10.1080/01932691.2020.1730888>
31. Ab Rasid S.A., Mahmood S.M., Kechut N.I., Akbari S. A review on parameters affecting nanoparticles stabilized foam performance based on recent analyses. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109475. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109475>
32. Yu W., Kanj M.Y. Review of foam stability in porous media: The effect of coarsening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109698. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109698>
33. Pu W., He Y., Liu R., et al. Functionalized silica nanoparticles for enhanced heavy oil recovery: Experiment and molecular dynamics simulation. *Energy & Fuels*. 2025. Vol. 39, No. 29. P. 14055–14069. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c01528>
34. Betancur S., Giraldo L.J., Carrasco-Marín F., et al. Importance of the nanofluid preparation for ultra-low interfacial tension in enhanced oil recovery based on surfactant–nanoparticle–brine system interaction. *ACS Omega*. 2019. Vol. 4, No. 14. P. 16171–16180. <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b02372>
35. Amrouche F., Gomari S.R., Islam M., Xu D. A novel hybrid technique to enhance oil production from oil-wet carbonate reservoirs by combining a magnetic field with alumina and iron oxide nanoparticles. *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 281. P. 124891. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124891>
36. Hou B., Jia R., Fu M., et al. Mechanism of wettability alteration of an oil-wet sandstone surface by a novel cationic Gemini surfactant. *Energy & Fuels*. 2019. Vol. 33, No. 5. P. 4062–4069. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00304>

37. Nazari Moghaddam R., Bahramian A., Fakhroueian Z., et al. Comparative study of using nanoparticles for enhanced oil recovery: Wettability alteration of carbonate rocks. *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 4. P. 2111–2119. <https://doi.org/10.1021/ef5024719>
38. Razavirad F., Shahrabadi A., Babakhani Dehkordi P., Rashidi A. Experimental pore-scale study of a novel functionalized iron-carbon nanohybrid for enhanced oil recovery (EOR). *Nanomaterials*. 2021. Vol. 12, No. 1. P. 103. <https://doi.org/10.3390/nano12010103>
39. Chengara A., Nikolov A.D., Wasan D.T., et al. Spreading of nanofluids driven by the structural disjoining pressure gradient. *Journal of Colloid and Interface Science*. 2004. Vol. 280, No. 1. P. 192–201. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.07.005>
40. Bai Y., Pu C., Liu S., et al. A novel amphiphilic Janus nano-silica for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs: An experimental study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2022. Vol. 637. P. 128279. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.128279>
41. Rezaei A., Abdollahi H., Derikvand Z., et al. Insights into the effects of pore size distribution on the flowing behavior of carbonate rocks: Linking a nano-based enhanced oil recovery method to rock typing. *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 5. P. 972. <https://doi.org/10.3390/nano10050972>
42. Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A., et al. Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 12. P. 9984–9994. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c07123>
43. Lai N., Zhu Q., Qiao D., et al. CO₂/N₂-responsive nanoparticles for enhanced oil recovery during CO₂ flooding. *Frontiers in Chemistry*. 2020. Vol. 8. P. 393. <https://doi.org/10.3389/fchem.2020.00393>
44. Singh R., Mohanty K.K. Synergy between nanoparticles and surfactants in stabilizing foams for oil recovery. *Energy & Fuels*. 2015. Vol. 29, No. 2. P. 467–479. <https://doi.org/10.1021/ef5015007>
45. Bila A., Torsæter O. Experimental investigation of polymer-coated silica nanoparticles for EOR under harsh reservoir conditions of high temperature and salinity. *Nanomaterials*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 765. <https://doi.org/10.3390/nano11030765>
46. Hadia N.J., Ng Y.H., Stubbs L.P., Torsæter O. High salinity and high temperature stable colloidal silica nanoparticles with wettability alteration ability for EOR applications. *Nanomaterials*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 707. <https://doi.org/10.3390/nano11030707>
47. Franco C.A., Franco C.A., Zabala R.D., et al. Field applications of nanotechnology in the oil and gas industry: Recent advances and perspectives. *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 23. P. 19266–19287. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02614>
48. Kumasaka J., Kaito Y., Goto A., et al. First nanoparticle-based EOR project in Japan: Field pilot test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218278-MS. <https://doi.org/10.2118/218278-MS>
49. Hendricks W., Marshall E., Shokanov T., et al. Cluster-level flow mapping and production diagnostics using ultrahigh-resolution nanoparticle tracers embedded in perforation charges. In: *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 9–11 June 2025. Paper URTEC-4240438-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2025-4240438>
50. Zheng S., Sharma M., Watts R., Ahmad Y. A nanoparticle assisted CO₂ huff-n-puff field test in the eagle ford shale. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Virtual, 31 August – 4 September 2020. Paper SPE-200375-MS. <https://doi.org/10.2118/200375-MS>

51. Zabala R., Mora E., Botero O.F., et al. Nano-technology for asphaltenes inhibition in Cupiagua South Wells. In: *IPTC 2014: Conference International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 19–22 January 2014. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17344-MS>
52. Arias-Madrid D., Ospina N., Céspedes C., et al. Inhibition of the formation damage due to fines migration on low-permeability reservoirs of sandstone using silica-based nanofluids: from laboratory to a successful field trial. In: Franco Ariza C.A., Cortés Correa F.B., eds. *Formation Damage in Oil and Gas Reservoirs: Nanotechnology Applications for its Inhibition/Remediation*. New York: Nova Science Publishers, 2018. P. 231–284.
53. Borisov A.S., Husein M., Hareland G. A field application of nanoparticle-based invert emulsion drilling fluids. *Journal of Nanoparticle Research*. 2015. Vol. 17, No. 8. P. 340. <https://doi.org/10.1007/s11051-015-3143-x>
54. Barroso A.L., Marcelino C.P., Leal A.B., et al. New generation nano technology drilling fluids application associated to geomechanic best practices: Field trial record in Bahia – Brazil. In: *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 30 April – 3 May 2018. Paper OTC-28731-MS. <https://doi.org/10.4043/28731-MS>
55. Sajjadian M., Sajjadian V.A., Rashidi A. The influence of nanoparticles with KCl salt on improving of water-based drilling fluid properties: experimental analysis and trial field test. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 2020. Vol. 47, No. 1. P. 3478–3495. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1854900>
56. Lakatos I., Szentes G., Vago A., Karaffa Z. Application of nanoparticle aided silicate reservoir conformance control method at the Algyo Field, Hungary: Fundamentals and case histories. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. Paper SPE-188563-MS. <https://doi.org/10.2118/188563-MS>
57. Alaskar M., Kosynkin D. Successful crosswell field test of fluorescent carbogenic nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 159. P. 443–450. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.048>
58. Franco C.A., Candela C.H., Gallego J., et al. Easy and rapid synthesis of carbon quantum dots from mortiño (*vaccinium meridionale swartz*) extract for use as green tracers in the oil and gas industry: Lab-to-field trial development in Colombia. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2020. Vol. 59, No. 25. P. 11359–11369. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c01194>
59. Gu C.Y., Di Q.F., Shi L.Y., et al. Drag reduction technology with nanomaterial shunp2-10 in oilfield. *Advanced Materials Research*. 2013. Vol. 807–809. P. 2492–2497. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.807-809.2492>
60. Yakasai F., Jaafar M.Z., Bandyopadhyay S., Agi A. Current developments and future outlook in nanofluid flooding: A comprehensive review of various parameters influencing oil recovery mechanisms. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2021. Vol. 93. P. 138–162. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2020.10.017>
61. Sun Y., Yang D., Shi L., et al. Properties of nanofluids and their applications in enhanced oil recovery: A comprehensive review. *Energy & Fuels*. 2020. Vol. 34, No. 2. P. 1202–1218. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03501>
62. Franco C.A., Giraldo L.J., Candela C.H., et al. Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant–nanoparticle–brine interaction: From laboratory

experiments to oil field application. *Nanomaterials*. 2020. Vol. 10, No. 8. P. 1579. <https://doi.org/10.3390/nano10081579>

Information about the authors

Alexandra S. Ushakova – Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Professor, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6717-7316>; e-mail: ushakova@ipng.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ipng.ru

Elvira S. Anikeeva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-3820-9446>; e-mail: esanikeeva@ipng.ru

Received 9 November 2025

Accepted 26 December 2025