

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обзор

УДК 662.276.65

EDN: PEVRAS

Применение наночастиц для повышения эффективности вытеснения нефти и газа при разработке месторождений

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

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 статьях, вышедших ранее в 2025–2026 гг., авторами был приведен обзор практики применения наночастиц и поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных и газовых пластов с целью повышения нефтеотдачи. Но указанное направление развивается настолько динамично, что появилась необходимость еще раз вернуться к этому вопросу, в том числе для того, чтобы рассмотреть статьи, вышедшие уже после сдачи материала в печать. В обзоре статей предметом интереса авторов также является технология применения наночастиц и поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. Интенсификация притока и повышение эффективности вытеснения нефти из пласта происходит за счет снижения межфазного натяжения, изменения фобности пород коллектора. Для этого используются наночастицы на основе кремния, циркония, алюминия, оксида железа и др. При использовании наночастиц появляется возможность изменять реологические свойства агента вытеснения за счет воздействия на пласты акустическим и электромагнитным полем. В обзоре описаны осложнения, возникающие при использовании наночастиц, а также перечислены сопряженные с технологией риски. Прослежен путь от лабораторных экспериментов, выполненных в растворах без пористой среды, к фильтрационным экспериментам и испытаниям на скважинах.

Ключевые слова: вытеснение нефти и газа; методы увеличения нефтеотдачи; наночастицы; поверхностно-активные вещества; поверхностное натяжение; разработка месторождений

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

Для цитирования: Аникеева Э.С., Аникеев Д.П., Ушакова А.С. Применение наночастиц для повышения эффективности вытеснения нефти и газа при разработке месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 415–439. EDN: PEVRAS

✉ Аникеева Эльвира Сергеевна, esanikeeva@ipng.ru

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



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Ранее, в статьях [1, 2], нами было рассмотрено состояние применения наночастиц и поверхностно-активных веществ (ПАВ) для повышения дебитов нефти и газа на месторождениях. Одним из выводов в этих статьях является утверждение, что наночастицы имеют широкую область применения и в комбинации с другими химическими методами увеличения нефтеотдачи производят синергетический эффект в нефтедобыче [3].

Кроме того, наночастицы действуют на масштабах капиллярных и молекулярно-поверхностных явлений [4], включаются в процессы, протекающие на границах раздела фаз и между флюидами и твердой поверхностью, что особенно важно для низкопроницаемых коллекторов [5, 6]. К такому выводу пришли не только авторы указанных статей, но и многие специалисты в России [3, 7] и по всему миру [8, 9]. Большое количество работ посвящено применению наночастиц для разработки месторождений сланцевой нефти и газа [10, 11], а также комбинации наночастиц с физическим воздействием (электромагнитным [12, 13], ультразвуковым [14, 15] и вибровоздействием [16]).

Данное направление активно развивается в последние годы, появилось большое число отечественных разработок на основе наночастиц [17, 18], в связи с чем отраженный в статьях [1, 2] обзор несколько устарел, и авторы вернулись к этому вопросу еще раз, сделав акцент на современные работы, посвященные применению наночастиц и сопутствующие эксперименты с наночастицами. В работе рассматривается применение наночастиц в промысловых условиях: в составе химических агентов для вытеснения нефти и как самостоятельного нанофлюида в водном растворе, в качестве трассеров, для

обработки призабойной зоны пласта, для снижения межфазного натяжения и более эффективного вытеснения нефти. Также в статье рассматриваются риски, связанные с применением наночастиц на промысле и методы их контроля.

Основные механизмы действия наночастиц

Механизмами, которые позволяют повысить эффективность вытеснения нефти нанофлюидами, являются снижение поверхностного натяжения в системе «нефть – вода», изменение смачиваемости горных пород, выравнивание профиля притока, где наночастицы выступают альтернативой полимерным системам или используются вместе с полимерными системами. Возможные механизмы действия наночастиц для повышения нефтеотдачи [19] схематически показаны на рис. 1.

Наночастицы сами по себе, в составе раствора ПАВ или в виде агрегатов, образованных молекулами ПАВ, уменьшают капиллярные силы, что облегчает деформацию капель при движении жидкости через горловины пор [8, 20], что показано на рис. 1. Изменению смачиваемости породы под действием наночастиц посвящено большое число работ. В основном, целевым является переход от гидрофобной или смешанно-смачиваемой поверхности к более гидрофильной поверхности породы; так как это облегчает отрыв нефтяной пленки.

В работах [21, 22] показано, что в экспериментах со специально подготовленными магнитными многостенными углеродными нанотрубками снижение поверхностного натяжения составило от 49 до 59 %. Это привело к уменьшению контактного угла смачивания для системы «вода – твердая поверхность» от 113°–115° до 36°–37° при концентрации нанотрубок 500 ppm.



Рис. 1. Схематическое представление влияния наночастиц на механизм вытеснения нефти водой в пористых средах

Fig. 1. Schematic representation of the effect of nanoparticles on waterflood oil displacement mechanism in the porous media

Источник: адаптировано из [19]

Source: adapted from [19]

В работах [23, 24] для наночастиц на основе SiO_2 с гидрофильно-гидрофобной модификацией поверхности янус-наночастиц наблюдалось снижение контактного угла от 155° до 32° . В работе [19] снижение угла смачивания произошло примерно от 115° до 30° . На стеклянных микромоделях визуальное фиксировалось снижение объема зацементированной нефти при использовании наночастиц на основе Fe_3O_4 со стабилизирующей оболочкой из желатина. Коэффициент извлечения нефти (КИН) увеличился от 26,57 % до 42,9 %. В работе [25] для наночастиц на основе SiO_2 контактный угол снизился от 107° до $61,7^\circ$. В обзорной работе [26] обобщены данные о более чем 100 экспериментах по определению угла смачивания, в которых наночастицы на основе SiO_2 , Al_2O_3 , ZrO_2 , TiO_2 , ZnO , MgO , Fe_3O_4 снижают контактный

угол при температурах до 90°C в терригенных и карбонатных породах, а также снижают поверхностное натяжение [27–29].

Для увеличения приемистости возможен обратный процесс – частичная гидрофобизация поверхности, чтобы снизить сопротивление потоку воды. При этом происходит снижение давления нагнетания и повышение приемистости. В работах [30, 31] гидрофобно-модифицированные наночастицы SiO_2 размером около 60 нм увеличивали контактный угол смачивания от 37° до 136° (рис. 2) и снижали давление нагнетания до 39,6–57,4 % [18] и примерно до 49 % в условиях низкопроницаемой породы (20 мД) [31]. Модифицированные частицы на основе SiO_2 могут уменьшать гидратационное набухание глин и снижать водное сопротивление в низкопроницаемых каналах [32].

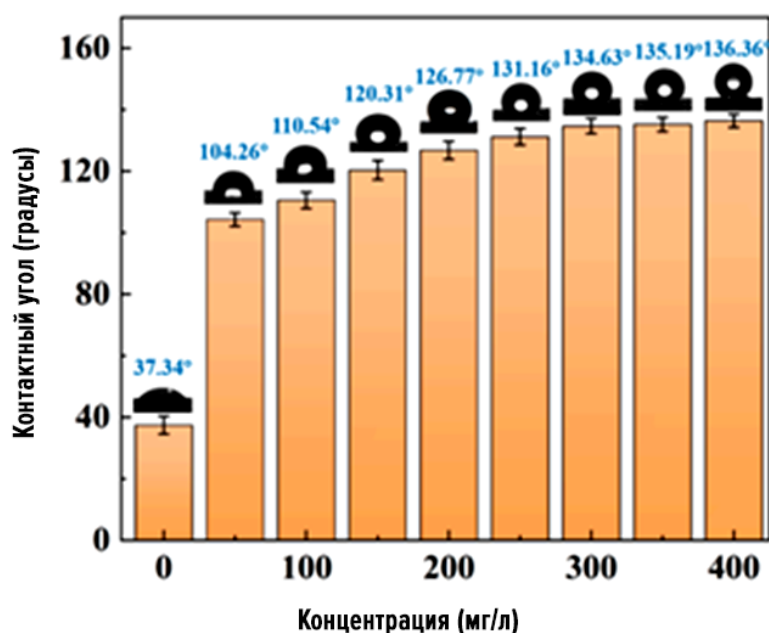


Рис. 2. Динамика значений контактного угла смачивания при разных концентрациях модифицированных наночастиц nano-SiO_2 (гидрофобизирующий эффект)

Fig. 2. Dynamics of contact angle of wetting values at different concentrations of modified nano-SiO_2 nanoparticles (hydrophobic effect)

Источник: адаптировано из [31]

Source: adapted from [31]

Следующий эффект – это создание раскливающего давления. Наночастицы концентрируются у линии трехфазного контакта, образуют клин жидкой пленки и способствуют «отмыванию» нефти от стенок пор [30, 33]. Этот эффект наблюдался в экспериментах при самопроизвольной пропитке образцов нефтенасыщенной породы наноплюидами. Было показано, что жидкость с наночастицами проникает в области, слабо охваченные водой.

Также наночастицы стабилизируют границы раздела фаз, создавая микроэмульсии, такое поведение особенно характерно для янус-наночастиц. При этом остаточная нефть дробится на небольшие капли, которые легче перемещаются в микроканалах, обратная сторона этого процесса в том, что слишком стойкая эмульсия может осложнить подготовку продукции [33, 34].

Большое число работ посвящено совместной закачке наночастиц с полимерными системами. Интересным с точки зрения разработки низкопроницаемых коллекторов является совмещение наночастиц оксида олова (SnO_2) с углекислым газом. В работе [35] авторы относят к методам повышения газо- и нефтеотдачи электрохимическое восстановление углекислого газа с помощью нанокатализаторов на основе диоксида олова SnO_2 (Carbon dioxide reduction reaction, CO_2RR). Эффективность CO_2 как агента для повышения КИН [36, 37] связана с достаточно низким давлением смешивающегося вытеснения, добавление наночастиц должно улучшить этот процесс [38, 39]. По аналогии с проблемами выпадения асфальтенов при закачке CO_2 [40] возможны такие же, и даже большие, проблемы при комплексообразовании CO_2 с наночастицами [41].

Совмещение наночастиц с электромагнитным и акустическим воздействием

Акустическое и ультразвуковое воздействие само по себе может снижать вязкость нефти, разрушать асфальтеновые и парафиновые структуры, способствовать и коалесценции, и диспергированию капель нефти, и улучшать очистку призабойной зоны пласта.

Комплексирование ультразвукового воздействия с вытеснением нефти наночастицами SiO_2 размером примерно 18–115 нм в виде наножидкости снизили межфазное натяжение до 0,2 мН/м; прирост извлечения нефти на насыпной модели составил 44,33 %, в отличие от 26,33 % для наножидкости без ультразвука. Авторы связывают эффект с кавитацией, локальным ростом давления и температуры и разрушением тяжелых молекулярных структур [42]. Для тяжелой нефти добавление наночастиц SiO_2 размером 60 нм при концентрации 1500 мг/л в водном растворе снижали вязкость тяжелой нефти до 27 % при ультразвуковом воздействии (120, 240, 360, 480 и 600 Вт) в течение разного времени (1, 2, 3 и 4 мин) и скважности импульсов (0,2; 0,4; 0,6 и 0,8) [43].

Магнитные и диэлектрические наноплюиды могут поглощать электромагнитную энергию, что воздействует на межфазную поверхность «нефть – вода», изменяет подвижность флюидов, смачиваемость, межфазное натяжение и эффективность охвата [44, 45]. Диэлектрические наночастицы ZnO , Al_2O_3 , TiO_2 , SiO_2 под действием электромагнитного поля поляризуются и могут изменять контактный угол и межфазное натяжение. Такие системы можно рассматривать для применения в качестве химического заводнения с

внешней активацией электромагнитным полем [46, 47].

На уровне лабораторных экспериментов, показано, что при использовании наночастиц возможно дополнительное воздействие электромагнитным полем, которое повышает эффективность применения наночастиц за счет дополнительного снижения значения поверхностного натяжения и уменьшения угла смачивания [48–50]. На рис. 3 из работы [48] представлены значения поверхностного натяжения наночастиц минерального раствора ZnO , SiO_2 и ZnO/SiO_2 при температурах от 500 до 700 °С с воздействием электромагнитным полем на металлические наночастицы оксида цинка и без него.

В работе [50] рассмотрены фильтрационные эксперименты на керлах, на рис. 4 сопоставлены перепад давления и коэффициент извлечения нефти при вытеснении нефти наночастицами на образцах без воздействия и с воздействием электромагнитным полем.

Фильтрационные исследования наночастиц на керлах

В ряде исследований на керне [51, 52] фиксируется рост коэффициента вытеснения при прокачке оторочки наноплюида. При этом наличие наночастиц меняет фазовое поведение системы [53–55], данный эффект не ограничивается только углеводородными системами, сходные наблюдения есть и для систем наночастиц в расплавах [56]. В результате меняются, например, плотности газовой и жидкой фаз [54]. Кроме того, взаимная растворимость компонентов системы существенно зависит от состава пористой среды, геометрии пор и исходного состава смеси [54, 56].

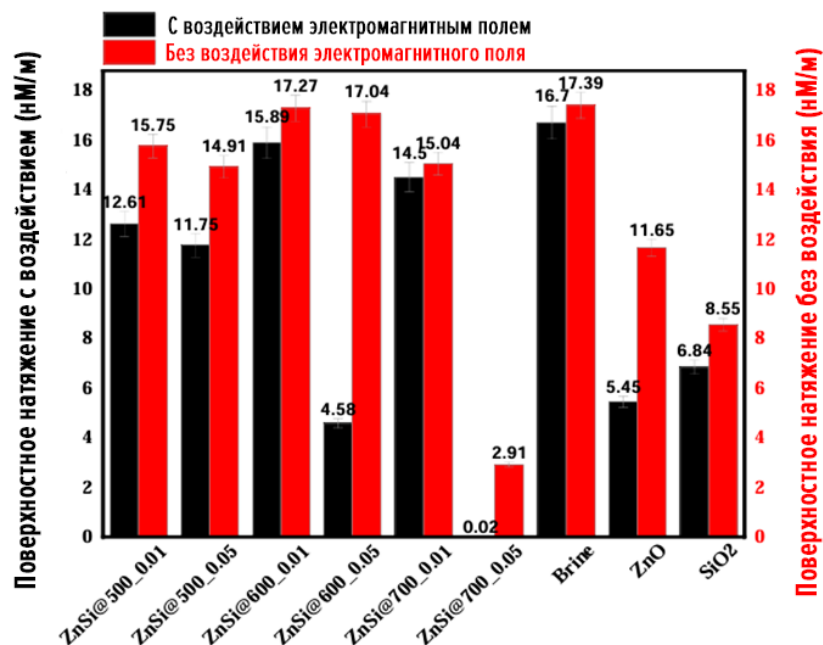


Рис. 3. Динамика значений поверхностного натяжения наночастиц в эксперименте с использованием электромагнитного поля и без него

Fig. 3. Dynamics of surface tension values of nanoparticles in an experiment with and without the use of an electromagnetic field

Источник: адаптировано из [48]

Source: adapted from [48]

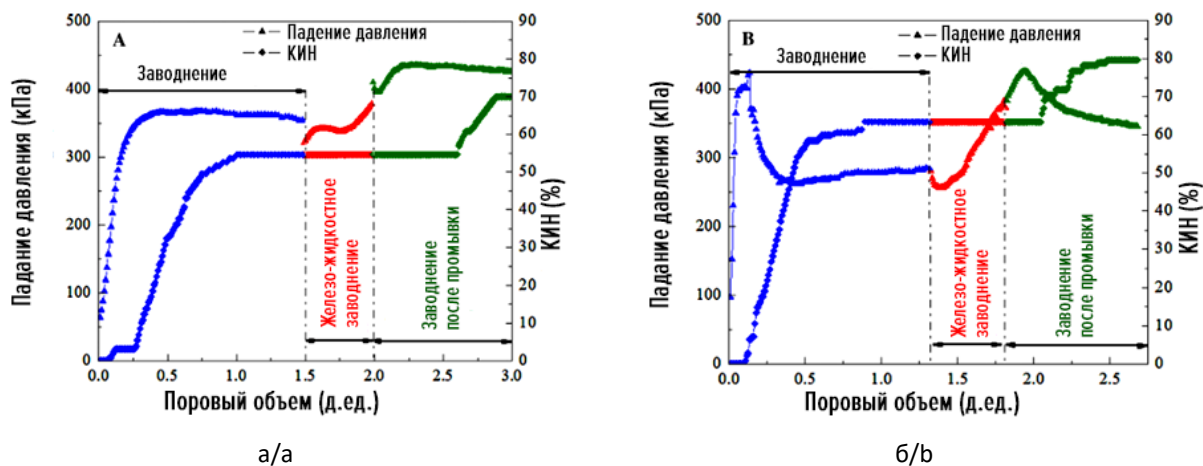


Рис. 4. Графики зависимостей падения давления и коэффициента извлечения нефти при экспериментальном вытеснении наночастицами на образцах:

а – без воздействия электромагнитным полем;

б – с воздействием электромагнитным полем

Fig. 4. Plots of dependence of oil pressure drop and recovery factor during an experimental displacement by nanoparticles on the samples:

а – without exposure to electromagnetic field;

б – with exposure to electromagnetic field

Источник: адаптировано из [50]

Source: adapted from [50]

В такой ситуации становится необходимым выполнение ядерных исследований как источника информации для калибровки моделей [57–59]. Эксперименты на ядрах показывают, что наночастицы меняют и динамические параметры, такие как относительные фазовые проницаемости [58].

Отдельно можно выделить направление, связанное с использованием в качестве агента нагнетания системы из полимера и наночастиц. На уровне лабораторных экспериментов они демонстрируют лучшие параметры, чем аналогичные чисто полимерные системы [60, 61].

Таким образом, на уровне лабораторных экспериментов в свободном объеме и, в меньшей степени, на ядрах показана эффективность наночастиц различного типа для снижения межфазного натяжения, угла смачивания и минимального давления смесимости (для случаев закачки CO_2). Но одновременно установлено, что наличие пористости и состав частиц также влияют на фазовое поведение углеводородной системы и динамические параметры флюидальной системы. Но экспериментов, исследующих данные вопросы, на порядки меньше, чем экспериментов, которые определяют, например, изменение поверхностного натяжения. В такой ситуации для обоснования практической применимости той или иной композиции наночастиц на промысле необходимо переходить к опробованиям на скважинах и/или опытно-промышленным работам.

Промысловые испытания

В нефтегазовых пластах применяются преимущественно дисперсии наночастиц SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2 и других оксидов

с функционально измененной поверхностью [49], углеродные/карбогенные точки, нанокаталитические оксиды или металл-оксидные системы [62, 63], а также наночастицы в составе ПАВ, полимерных и пенных составов [63, 64]. Как было сказано ранее [65], поверхность наночастиц покрывается слоем некоторого вещества – «функционализируется» для того, чтобы предотвратить коагуляцию, выпадение в осадок в водных растворах (в этом случае поверхность покрывается гидрофильными функциональными группами) и повысить эффективность наночастиц на границе «нефть – вода» (формируется гидрофильно-гидрофобная поверхность типа «янус»). В промысловых условиях это особенно важно, так как выпадение наночастиц в осадок в скважине или в пористой среде может нанести большой вред оборудованию, самой нефти и проницаемости коллектора.

Далее рассмотрим проекты успешного применения наночастиц для методов увеличения нефтеотдачи и риски, связанные с их применением.

На месторождении вязкой нефти в Колумбии в 2020 г. исследовано применение нанофлюида на основе наночастиц и анионного ПАВ для снижения межфазного натяжения. Наночастицы производятся в Колумбии в коммерческих объемах. В лабораторных экспериментах системы «наночастицы – ПАВ» (с концентрацией 100 мг/л и 500–1000 мг/л в растворе, соответственно) снизили адсорбцию ПАВ не менее чем на 40 %. Вытеснение нефти на ядре дало более высокий прирост коэффициента извлечения нефти по сравнению с одним ПАВ [66]. Промысловая часть была выполнена на двух участках заводнения на колумбийском нефтяном месторождении (рис. 5).

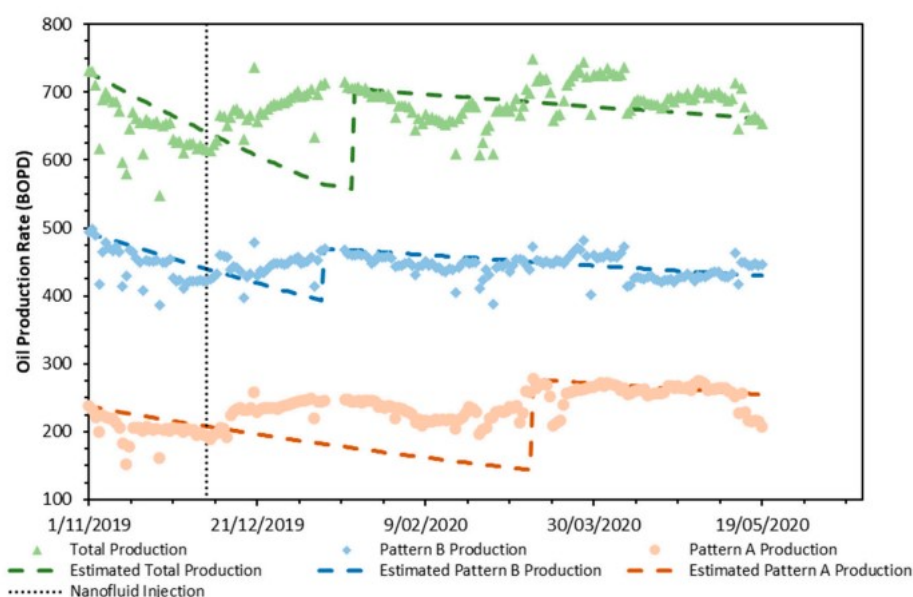


Рис. 5. Динамика добычи нефти с 01.11.2019 по 19.05.2020 на двух участках колумбийского месторождения (синяя и красная кривые) и суммарная добыча (зеленая кривая) при применении наночастиц и поверхностно-активных веществ

Fig. 5. Dynamics of oil production from 1 November 2019 to 19 May 2020 at the two sites of a Colombian field (blue and red curves) and cumulative production (green curve) with the use of nanoparticles and surfactants

Источник / Source: [66]

Начальный состав предполагал концентрацию примерно 1000 мг/л ПАВ и 100 мг/л наночастиц. Закачка началась 6 декабря 2019 г.; затем концентрация ПАВ была снижена до 350 мг/л при сохранении концентрации наночастиц. На дату оценки, 19 мая 2020 г., опубликованная накопленная дополнительная добыча составила 4 тыс. т. Первый месяц дал рост порядка 10 т/сут, а итоговый прирост добычи на 27,3 % превысил проектные данные на 3,5 %. Добыча на обоих участках отражена на рис. 5, где реакция от закачки наночастиц проявилась через 7 и через 17 дней после начала воздействия, соответственно. В данном проекте функция наночастиц состояла не только в самостоятельном изменении смачиваемости пород, но и в снижении потерь ПАВ на адсорбцию в пористой среде [65].

В работе [65] описана первая, по утверждению авторов, глобальная

реализация проекта закачки нанофлюидов (раствора функциональных наночастиц) при реализации циклической закачки пара. Целью применения наночастиц было уменьшение вязкости тяжелой нефти и повышение эффективности циклического паротеплового воздействия. В лабораторных фильтрационных исследованиях извлечение нефти возросло с 56 до 76 % за счет применения нанофлюида. По результатам испытания состава на двух скважинах в Колумбии, как сообщили авторы, дополнительная добыча за счет разового применения наночастиц возросла на 1600 т и 400 т по двум скважинам, соответственно. Также произошло снижение вязкости нефти с 39 тыс. до 11 тыс. сПз, API индекс вырос с 11,6° до 13,4° [65]. Также удалось снизить операционные затраты на 48 % за счет меньшей потребности в генерации пара и связанных с ней выбросов CO₂.

Более ранняя попытка воздействия на реологические свойства тяжелой и сверхтяжелой нефти с помощью нанокатализаторов описана в работе [67]. Нанокатализаторы использовались для увеличения подвижности нефти и воздействовали на асфальтеновые структуры и на реологию нефти. Промысловые результаты на месторождениях Castilla и Chichimene (в Колумбии), где в отдельные скважины было закачано 11–30 т нанофлюида, показали рост на десятки тонн нефти в сутки [26, 67]. На скважинах наблюдалось снижение вязкости нефти до 98 % за 9 суток (Chichimene) и до 47 % за 30 суток (Castilla). Длительность эффекта оценивалась до 269 суток [68].

На месторождении Sarukawa в Японии был выполнен краткосрочный проект по закачке наночастиц в 2022 г., для определения приемистости скважин. Одновременно выполнялся комплекс лабораторных исследований и далее, в 2024 г., – переход к пилотному проекту повышения нефтеотдачи [69, 70]. В лабораторной части рассматривались поверхностно-модифицированные наночастицы SiO_2 в виде дисперсии, в количестве 18 % по массе (концентрированный раствор), со средним размером в 20 нм и вязкостью раствора 5 сПз [70]. Дисперсии показывали стабильность в течение года. Так как было получено, что дисперсии обладают заметной вязкостью, были проведены предварительные тесты во избежание коагуляции призабойной зоны пласта, раствор наночастиц был закачан через существующую систему поддержания пластового давления в количестве 0,5 мас%, никаких отрицательных эффектов выявлено не было. В том же 2024 г. был проведен межскважинный тест: нанофлюид с концентрацией 0,5 мас% закачивался в течение двух месяцев. Было получено некоторое увеличение добычи нефти, но

наночастицы в продукции скважины зафиксированы не были [69].

Также в последние годы в Саудовской Аравии продолжают исследования наномаркеров (Ghawar/Arab-D) и флуоресцентных наночастиц A-Dots размером порядка 10 нм, рассчитанные на высокотемпературный карбонатный пласт с высокой минерализацией пластовой воды, для картирования потоков и трассерных исследований. Источники описывают масштаб производства до одной тонны нанофлюида и закачку в обводненную часть пласта¹ [71, 72]. В опытном проекте закачка проводилась в центральную скважину пятиточечного элемента, на четырех соседних добывающих скважинах проводился мониторинг наночастиц в течение 26 месяцев. Прорыв наночастиц подтвержден на одной скважине примерно в 500 м от нагнетательной, а максимум концентрации наблюдался примерно через 10 месяцев после закачки. В опыте была подтверждена мобильность и стабильность наночастиц в реальном карбонатном пласте, при этом не ставилось цели доказать коммерческое значение наночастиц для прироста нефтеотдачи [71, 72].

Этот результат важен для будущих «умных» наночастиц: если наномаркер способен проходить сотни метров в пластовых условиях, теоретически возможно доставлять активные или диагностические наночастицы глубже, чем призабойная зона пласта (что уже ранее было отработано в тестах на приемистость и обводненность продукции). Но переход от трассера к реактивному агенту потребует отдельной проверки безопасности, исследованию кинетики реакции и контролю выноса активных агентов [71, 72].

¹ Nanotechnology Q&A: Enhanced oil recovery // nanoActiv.
URL: <https://nanoactiv.com/resources/faqs>
(дата обращения: 01.07.2026).

Риски применения наночастиц

До сих пор внедрение наночастиц в нефтедобыче, несмотря на очень разнонаправленный положительный эффект, пока не перешло от отдельных пилотных проектов к масштабному применению. Кроме достаточно высоких цен на произ-

водство нанофлюидов, необходимости большого количества экспериментальных исследований по подбору наночастиц и фильтрационных тестов, большую роль играют риски применения наночастиц, которые до конца не изучены и не выявлены методы их предотвращения.

Табл. 1. Риски применения наночастиц и методы контроля**Table 1.** Risks of nanoparticle use and control measures

Риск	Причина	Последствие	Контроль
Агрегация и коагуляция наночастиц	Высокая минерализация пластовой воды, наличие двухвалентных ионов, высокая температура, неподходящий pH	Рост давления закачки, снижение приемистости нагнетательных скважин, неравномерный охват пласта	Тесты на стабильность наночастиц в пластовой воде, фильтрационные тесты на кернах [26], тестовая закачка и отбор на скважинах [69], внимание к подготовке растворов на промысле [64, 70]
Неконтролируемая (повышенная) адсорбция наночастиц	Минеральный состав: глина, карбонаты, зависимость адсорбции от флюидности, фобности породы	Потеря реагента и слабый эффект от нанофлюида	Построение изотермы адсорбции, тесты на кернах с сохраненной смачиваемостью [66], мониторинг выноса наночастиц [71, 73]
Проблемы подготовки продукции	Стабилизация эмульсий, попадание частиц в нефть/воду, совместимость с деэмульгаторами	Рост затрат на сепарацию, невыполнение требований к качеству товарной нефти/воды	Создание эмульсий с наночастицами и их разделение, бутылочные тесты, анализ состава товарной нефти; что было реализовано в проекте закачки наночастиц в Японии [70]
Экология	Новые дисперсные материалы, сложность оценки проникающей способности наночастиц в пласте и в воде	Дополнительное загрязнение окружающей среды, сложность утилизации, дополнительные разрешения, требования к безопасности процесса	Паспорт безопасности, токсикология, ограничение дозирования [68], планы реагирования, анализ состава товарной нефти и воды ² [74]
Экономическая неопределенность – основной сдерживающий фактор проектов	Высокая стоимость химии, необходимость особых условий хранения и транспортировки, дополнительных затрат на подготовку продукции и очистку воды	Положительный лабораторный эффект не конвертируется в высокий NPV ³ проекта	Учет всех рисков, применение наиболее пессимистичного сценария при проектировании, обязательно предварительные скважинные тесты и проверка достижения основных показателей и эффективности в целом [65, 66]

² Там же.³ NPV (Net Present Value, чистая приведенная стоимость) – финансовый показатель, который позволяет оценить, насколько проект будет прибыльным с учетом временной стоимости денег, инфляции и рисков (прим. ред.).

Заключение

Результаты лабораторных исследований говорят о большой вариативности воздействий наночастиц на уровне микропор: снижении межфазного натяжения, улучшений пропитки, гидрофилизации и гидрофобизации поверхности в зависимости от задачи. Также возможно комплексообразование наночастиц с ПАВ и CO₂, с акустическим и электромагнитным воздействием, что позволяет гибко применять наночастицы для разных целей разработки.

Из анализа промысловых испытаний прослеживаются три наиболее отработанные технологии. Первая – добавка наночастиц к химическим методам нефтеотдачи, когда частицам отводится роль стабилизатора и «защитника» ПАВ от адсорбционных потерь. Вторая – внутрипластовое облагораживание тяжелой нефти, где наночастицы влияют на количество асфальтеновых структур, разбивая их и уменьшая вязкость, особенно при интеграции с тепловыми методами. Третья – обработки призабойной зоны пласта в нетрадиционных коллекторах, где требуется уменьшить водную блокаду,

минимизировать негативные последствия гидроразрыва пласта или увеличить подвижность нефти.

Для полноценного (межскважинного) заводнения с использованием нанофлюидов ключевым остается вопрос баланса между достаточной активностью наночастиц на поверхности породы/флюидов и недопустимой когматацией порового пространства. Слишком высокая концентрация или неподходящее сродство наночастиц к поверхности могут сильно ухудшить приемистость пласта, при достаточно хороших лабораторных результатах.

Нанотрассеры – одно из направлений активного применения наночастиц, важное не только как отдельная технология, но и как доказательство, что частицы определенного размера и состава могут пройти через реальный пласт. Однако инертная наноточка (A-dot), предназначенная для мониторинга, не эквивалентна функциональной наночастице: у последней будут иные масса, адсорбция, устойчивость и фазовое поведение в растворе и на границе раздела сред.

Вклад авторов

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

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

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

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

А.С. Ушакова является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

При написании текста статьи генеративные системы искусственного интеллекта не использовались.

Список источников

1. Аникеев Д.П., Ушакова А.С., Аникеева Э.С. Применение поверхностно-активных веществ и наночастиц для повышения продуктивности скважин и газоконденсатоотдачи // Вестник Российской академии естественных наук. 2025. Т. 25, № 3. С. 67–75. <https://doi.org/10.52531/1682-1696-2025-25-3-67-75>
2. 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
3. Гилаев Г.Г., Амер М., Аль-Идриси М.С. и др. Применение нанотехнологий для повышения нефтеотдачи пластов: наножидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 11(371). С. 42–49. EDN: SWQTIJ
4. Сулейманов Б.А., Аббасов Х.Ф. Механизм повышения нефтеотдачи пласта нанофлюидами // SOCAR Proceedings. 2022. № 3. С. 28–37. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300705>
5. Wang C., Jin G., Wang W., et al. Nanomaterials driving technological advancements in enhanced oil recovery from low-permeability tight oil reservoirs: Opportunities and challenges // Nanomaterials. 2026. Vol. 16, No. 8. P. 464. <https://doi.org/10.3390/nano16080464>
6. Zhang C., Jin X., Tao J., et al. Comparison of nanomaterials for enhanced oil recovery in tight sandstone reservoir // Frontiers in Earth Science. 2021. Vol. 9. P. 746071. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.746071>
7. Андреева Е.С., Маринина О.А., Туровская Л.Г. Наножидкостное заводнение как метод повышения нефтеотдачи: механизм, преимущества // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 6. С. 189–202. <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/6/4408>
8. Tong Q., Fan Z., Liu Q., et al. Research progress in nanofluid-enhanced oil recovery technology and mechanism // Molecules. 2023. Vol. 28, No. 22. P. 7478. <https://doi.org/10.3390/molecules28227478>
9. Li K., Wang D., Jiang S. Review on enhanced oil recovery by nanofluids // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2018. Vol. 73. P. 37. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018025>
10. Zhu J., Yang Z., Li X., et al. Application of microwave heating with iron oxide nanoparticles in the in-situ exploitation of oil shale // Energy Science & Engineering. 2018. Vol. 6, No. 5. P. 548–562. <https://doi.org/10.1002/ese3.231>
11. Afekare D., Garo J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 203. P. 108897. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108897>

12. *Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al.* Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review // *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
13. *Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al.* Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review // *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
14. *Zhang H., Gao C., Zhang H., et al.* Revisiting the application of ultrasonic technology for enhanced oil recovery: Mechanisms and recent advancements // *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 14. P. 3517. <https://doi.org/10.3390/en17143517>
15. *Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al.* Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media // *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
16. *Azeez A.W., Hussein H.Q.* Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
17. *Жугаев В.А., Лесик Е.И., Кунцов М.А.* Разработка экологически безопасной композиции на основе биоразлагаемых поверхностно-активных веществ и наночастиц оксида кремния для повышения нефтеотдачи пласта // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2026. Т. 337, № 5. С. 36–44. <https://doi.org/10.18799/24131830/2026/5/5209>
18. *Vakhin A.V., Khelkhal M.A., Tajik A., et al.* The role of nanodispersed catalysts in microwave application during the development of unconventional hydrocarbon reserves: A review of potential applications // *Processes*. 2021. Vol. 9, No. 3. P. 420. <https://doi.org/10.3390/pr9030420>
19. *Ghalenavi H., Hemmati-Sarapardeh A., Schaffie M., Norouzi-Apourvari S.* Application of synthesized Fe₃O₄@Gelatin nanoparticles on interfacial properties and enhanced oil recovery // *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 2558. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-84953-5>
20. *Liang F., Wang W., Zhu S., et al.* Nanofluids application in enhanced oil recovery process – opportunities and challenges // *Arabian Journal of Chemistry*. 2025. Vol. 18, No. 1. P. 106053. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2024.106053>
21. *Shen M., Zhang C., Yan X., et al.* Research progress and prospects of utilizing carbon-based nanomaterials in enhanced oil recovery // *Advances in Geo-Energy Research*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 201–214. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.12.05>
22. *Pandey A., Qamar S.F., Das S., et al.* Advanced multi-wall carbon nanotube-optimized surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery // *Fuel*. 2024. Vol. 355. P. 129463. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129463>
23. *Fang P., Liu Z., Yang Z., et al.* Preparation and performance evaluation of amphiphilic Janus SiO₂ nanofluids for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs // *Results in Engineering*. 2025. Vol. 28. P. 107436. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107436>
24. *Mao Y., Lanzon A.L., Zheng B., et al.* Nanofluids of amphiphilic kaolinite-based Janus nanosheets for enhanced oil recovery: The importance of stable emulsion // *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 11. P. 2515. <https://doi.org/10.3390/polym15112515>
25. *Xu G., Chang J., Wu H., et al.* Enhanced oil recovery performance of surfactant-enhanced Janus SiO₂ nanofluid for high temperature and salinity reservoir // *Colloids and Surfaces*

A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2023. Vol. 657. P. 130545.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130545>

26. *Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al.* Nanoparticles in enhanced oil recovery: State-of-the-art review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>

27. *Ebrahimi M., Kharrat R., Moradi B.* Experimental investigation of wettability alteration in reservoir rock using silica, alumina and titania nanoparticles // *Petroleum Research*. 2018. Vol. 28, No. 99. P. 38–42. <https://doi.org/10.22078/pr.2017.2816.2310>

28. *Ebrahimi M., Ghalenavi H., Schaffie M., et al.* Experimental investigation of wettability alteration in sandstone rock by nanoparticles, gelatin biopolymer, salt ions, and synthesized Fe₃O₄/gelatin nanocomposite for EOR applications // *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 33260. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18591-w>

29. *Ziaraty A., Saboori R., Sabbaghi S., Rasouli K.* Investigation of the effect of Fe₃O₄/SiO₂ nanofluid on asphaltene adsorption and wettability alteration in hydrocarbon reservoirs: Optimization of nanocomposite composition and nanofluid concentration // *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 194. P. 810–828. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.028>

30. *Liu P., Niu L., Li X., Zhang Z.* Environmental response nanosilica for reducing the pressure of water injection in ultra-low permeability reservoirs // *Journal of Nanoparticle Research*. 2017. Vol. 19, No. 12. P. 390. <https://doi.org/10.1007/s11051-017-4086-1>

31. *Lai H., Shi W., Wang J., et al.* Development of hydrophobic-modified nanosilica for pressure reduction and injection increase in an ultra-low-permeability reservoir // *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, No. 9. P. 5248. <https://doi.org/10.3390/app13095248>

32. *Wang K.L., Liang S.C., Wang C.C.* Research of improving water injection effect by using active SiO₂ nano-powder in the low-permeability oilfield // *Advanced Materials Research*. 2010. Vol. 92. P. 207–212. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207>

33. *Zhang J., Huang H., Zhang M., Wang W.* Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition // *RSC Advances*. 2023. Vol. 13, No. 24. P. 16165–16174. <https://doi.org/10.1039/D2RA06762E>

34. *Wang K., You Q., Long Q.-M., et al.* Experimental study of the mechanism of nanofluid in enhancing the oil recovery in low permeability reservoirs using microfluidics // *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, No. 1. P. 382–395. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.026>

35. *Chai R., Liu Y., Wang J., et al.* CO₂ utilization and sequestration in reservoir: Effects and mechanisms of CO₂ electrochemical reduction // *Applied Energy*. 2022. Vol. 323. P. 119584. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119584>

36. *Hosseini-noosheri P., Hosseini S.A., Nuñez-López V., Lake L.W.* Impact of field development strategies on CO₂ trapping mechanisms in a CO₂–EOR field: A case study in the Permian Basin (SACROC unit) // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018. Vol. 72. P. 92–104. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.03.002>

37. *Xu S., Wang C., Gao B., Wang T.* Study on the mechanism of carbon dioxide miscible fracturing fluid huff and puff in enhanced oil recovery // *Processes*. 2024. Vol. 12. P. 1019. <https://doi.org/10.3390/pr12051019>

38. *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>
39. *Hu J., Fu M., Li M., et al.* Study on SiO₂ nanofluid alternating CO₂ enhanced oil recovery in low-permeability sandstone reservoirs // *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 9. P. 2758. <https://doi.org/10.3390/pr11092758>
40. *Косач А.В., Кравченко М.Н., Королев В.К. и др.* Новый метод контроля устойчивости асфальтеносодержащих дисперсных систем // *Петролеомика*. 2024. Т. 4, № 1. С. 75–81. EDN: FWRYD
41. *Nguele R., Hirota H., Sugai Y., Sasaki K.* Role of polymer-based nanofluids on asphaltene adsorption during carbon dioxide (CO₂) injection // *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14746–14757. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02333>
42. *Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al.* Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media // *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
43. *Azeez A.W., Hussein H.Q.* Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
44. *Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al.* Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review // *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
45. *Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al.* Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review // *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
46. *Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C., Ahmad Latiff N.R.* Influence of electromagnetic waves on viscosity and electrorheology of dielectric nanofluids-scale-based approach // *Jurnal Teknologi*. 2016. Vol. 78, No. 6-4. P. 49–54. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8974>
47. *Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C.* Electromagnetically-induced change in interfacial tension and contact angle of oil droplet using dielectric nanofluids // *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116274. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116274>
48. *Hassan Y.M., Guan B.H., Lee K.C., et al.* Electromagnetically modified wettability and interfacial tension of hybrid ZnO/SiO₂ nanofluids // *Crystals*. 2022. Vol. 12, No. 2. P. 169. <https://doi.org/10.3390/cryst12020169>
49. *Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al.* Nanoparticles in enhanced oil recovery: state-of-the-art review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
50. *Esmailnezhad E., Van S.L., Chon B.H., et al.* An experimental study on enhanced oil recovery utilizing nanoparticle ferrofluid through the application of a magnetic field // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. Vol. 58. P. 319–327. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.09.044>
51. *Ahmadi Y., Mansouri M., Pourafshary P.* Enhanced oil recovery by using modified ZnO nanocomposites in sandstone oil reservoirs // *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 2766. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-53138-5>

52. Mehrooz N., Gharibshahi R., Jafari A., et al. Assessment of heavy oil recovery mechanisms using in-situ synthesized CeO₂ nanoparticles // *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 11652. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-62393-5>
53. Sobecki N., Nieto-Draghi C., Di Lella A., Ding D.Y. Phase behavior of hydrocarbons in nanopores // *Fluid Phase Equilibria*. 2019. Vol. 497. P. 104–121. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.05.025>
54. Wu G., Zeng C., Cheng L., et al. The influence of wettability effect and adsorption thickness on nanoconfined methane phase behavior: vapor-liquid co-existence curves and phase diagrams // *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 1. P. 215. <https://doi.org/10.3390/pr12010215>
55. Fantoni R., Giacometti A., Maestre M.Á.G., Santos A. Phase diagrams of Janus fluids with up-down constrained orientations // *Journal of Chemical Physics*. 2013. Vol. 139, No. 17. P. 174902. <https://doi.org/10.1063/1.4827861>
56. Шишулин А.В., Федосеев В.Б. Размерный эффект при расслаивании твердого раствора Cr–W // *Неорганические материалы*. 2018. Т. 54, № 6. С. 574–578. <https://doi.org/10.7868/S0002337X18060040>
57. Cai L., Wu J., Zhang M., et al. Triple-synergistic smart additive molecular design of a dynamically controllable miscible pressure agent for efficient carbon dioxide oil displacement // *Chemical Engineering Journal*. 2025. Vol. 524. P. 169168. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.169168>
58. Shi F., Wu J., Zhao B. Research on percolation characteristics of a JANUS nanoflooding crude oil system in porous media // *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 27. P. 23107–23114. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00547>
59. Liu R., Deng J., Pu W., et al. Micro- and macroscopic experiments on self-adaptive mobility control and displacement efficiency of carbon-based composite nanofluid for enhanced oil recovery // *Petroleum*. 2025. Vol. 11, No. 2. P. 211–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.01.001>
60. Zhang Z., Peng B., Cheng K., et al. Modified SiO₂ nanoparticles for enhanced oil recovery: A comprehensive review and perspectives // *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Vol. 253. P. 213973. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213973>
61. Yang L., Peng X., Zhang Q., et al. Study on enhanced oil recovery of nanofluid–polymer binary flooding technology in medium-high permeability reservoirs // *Polymers*. 2026. Vol. 18, No. 2. P. 227. <https://doi.org/10.3390/polym18020227>
62. Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress // *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 3. P. 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
63. Agista M.N., Guo K., Yu Z. A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery // *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 6. P. 871. <https://doi.org/10.3390/app8060871>
64. Zhang Y.-B., Liu Y.-K., Yi J., Liu X.-J. First-order multiples imaging aided by water bottom // *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1650–1661. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.036>
65. Franco C.A., Franco C.A., Salinas L.M., et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process // *Fuel*. 2025. Vol. 382. P. 133736. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133736>
66. 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>

67. *Zabala R., Franco C.A., Cortés F.B.* Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. Paper SPE-179677-MS. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>
68. *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>
69. *Kumasaka J., Kumasaka J., Kaito Y., 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>
70. *Kaito Y., Goto A., Ito D., et al.* First nanoparticle-based EOR Nano-EOR project in Japan: Laboratory experiments for a field pilot test // SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, 25–29 April 2022. Paper SPE-209467-MS. <https://doi.org/10.2118/209467-MS>
71. *Kosynkin D., Alaskar M.* Oil industry first interwell trial of reservoir nanoagent tracers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, OAE, 26–28 September 2016. Paper SPE-181551-MS. <https://doi.org/10.2118/181551-MS>
72. *Kanj M.Y., Rashid Md.H., Giannelis E.P.* Industry first field trial of reservoir nanoagents // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 25–28 September 2011. Paper SPE-142592-MS. <https://doi.org/10.2118/142592-MS>
73. *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>
74. *Emmanuel M.* Unveiling the revolutionary role of nanoparticles in the oil and gas field: Unleashing new avenues for enhanced efficiency and productivity // Heliyon. 2024. Vol. 10, No. 13. P. e33957. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33957>

Информация об авторах

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

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

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

Поступила в редакцию 08.07.2026

Принята к публикации 30.09.2026

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Review

Using nanoparticles to improve the efficiency of oil and gas displacement in field development

Elvira S. Anikeeva¹ ✉, **Daniil P. Anikeev¹**, **Alexandra S. Ushakova^{1,2}**

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. In the articles published earlier in 2025–2026, the authors reviewed the application of nanoparticles and surfactants in oil and gas reservoir development to enhance oil recovery. However, this field is developing so rapidly that it became necessary to revisit this issue, including the articles published after the material was submitted to press. In the articles under review, the authors also focused on the use of nanoparticles and surfactants in oil reservoir development. Inflow stimulation and increased oil displacement efficiency are achieved by reducing interfacial tension and hydrophobization and hydrophilization of reservoir rocks. Nanoparticles based on silicon, zirconium, aluminum, iron oxide, and other materials are used for this purpose. Using nanoparticles makes it possible to modify the rheological properties of the displacement agent by influencing the reservoir with acoustic and electromagnetic fields. The review describes the complications arising from the use of nanoparticles and lists the risks associated with the technology. It traces the path from laboratory experiments conducted in nonporous solutions to filtration experiments and well testing.

Keywords: oil and gas displacement; oil recovery methods; nanoparticles; surfactants; surface tension; field development

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

For citation: Anikeeva E.S., Anikeev D.P., Ushakova A.S. Using nanoparticles to improve the efficiency of oil and gas displacement in field development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 3. P. 415–439. (In Russ).

✉ Elvira S. Anikeeva, esanikeeva@ipng.ru

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



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

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

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

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

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Alexandra S. Ushakova is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

Generative artificial intelligence tools were not used in writing the text of the article.

References

1. Anikeev D.P., Ushakova A.S., Anikeeva E.S. Using surfactants and nanoparticles to improve well productivity and gas condensate recovery. *Bulletin of Russian Academy of Natural Sciences*. 2025. Vol. 25, No. 3. P. 67–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.52531/1682-1696-2025-25-3-67-75>
2. 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.).
3. Gilaev G.G., Amer M., Al-Idrisi M.S., et al. Application of nanotechnologies to increase oil recovery of formations: nanofluids. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2023. No. 11(371). P. 42–49. (In Russ.).
4. Suleimanov B.A., Abbasov H.F. Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection. *SOCAR Proceedings*. 2022. No. 3. P. 28–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20220300705>
5. Wang C., Jin G., Wang W., et al. Nanomaterials driving technological advancements in enhanced oil recovery from low-permeability tight oil reservoirs: Opportunities and challenges. *Nanomaterials*. 2026. Vol. 16, No. 8. P. 464. <https://doi.org/10.3390/nano16080464>
6. Zhang C., Jin X., Tao J., et al. Comparison of nanomaterials for enhanced oil recovery in tight sandstone reservoir. *Frontiers in Earth Science*. 2021. Vol. 9. P. 746071. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.746071>
7. Andreeva E.S., Marinina O.A., Turovskaya L.G. Nanofluid flooding as a method of enhancing oil recovery: mechanism, advantages. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2024. Vol. 335, No. 6. P. 189–202. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/6/4408>
8. Tong Q., Fan Z., Liu Q., et al. Research progress in nanofluid-enhanced oil recovery technology and mechanism. *Molecules*. 2023. Vol. 28, No. 22. P. 7478. <https://doi.org/10.3390/molecules28227478>

9. Li K., Wang D., Jiang S. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2018. Vol. 73. P. 37. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018025>
10. Zhu J., Yang Z., Li X., et al. Application of microwave heating with iron oxide nanoparticles in the in-situ exploitation of oil shale. *Energy Science & Engineering*. 2018. Vol. 6, No. 5. P. 548–562. <https://doi.org/10.1002/ese3.231>
11. Afekare D., Garno J., Rao D. Enhancing oil recovery using silica nanoparticles: Nanoscale wettability alteration effects and implications for shale oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 203. P. 108897. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108897>
12. Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al. Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review. *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
13. Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al. Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review. *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
14. Zhang H., Gao C., Zhang H., et al. Revisiting the application of ultrasonic technology for enhanced oil recovery: Mechanisms and recent advancements. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 14. P. 3517. <https://doi.org/10.3390/en17143517>
15. Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al. Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media. *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
16. Azeez A.W., Hussein H.Q. Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
17. Zhigarev V.A., Lesik E.I., Kuptsov M.A. Development of an environmentally friendly composition based on biodegradable surfactants and silicon oxide nanoparticles for enhancing oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. 2026. Vol. 337, No. 5. P. 36–44. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2026/5/5209>
18. Vakhin A.V., Khelkhal M.A., Tajik A., et al. The role of nanodispersed catalysts in microwave application during the development of unconventional hydrocarbon reserves: A review of potential applications. *Processes*. 2021. Vol. 9, No. 3. P. 420. <https://doi.org/10.3390/pr9030420>
19. Ghalenavi H., Hemmati-Sarapardeh A., Schaffie M., Norouzi-Apourvari S. Application of synthesized Fe₃O₄@Gelatin nanoparticles on interfacial properties and enhanced oil recovery. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 2558. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-84953-5>
20. Liang F., Wang W., Zhu S., et al. Nanofluids application in enhanced oil recovery process – opportunities and challenges. *Arabian Journal of Chemistry*. 2025. Vol. 18, No. 1. P. 106053. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2024.106053>
21. Shen M., Zhang C., Yan X., et al. Research progress and prospects of utilizing carbon-based nanomaterials in enhanced oil recovery. *Advances in Geo-Energy Research*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 201–214. <https://doi.org/10.46690/ager.2024.12.05>

22. Pandey A., Qamar S.F., Das S., et al. Advanced multi-wall carbon nanotube-optimized surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. *Fuel*. 2024. Vol. 355. P. 129463. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129463>
23. Fang P., Liu Z., Yang Z., et al. Preparation and performance evaluation of amphiphilic Janus SiO₂ nanofluids for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs. *Results in Engineering*. 2025. Vol. 28. P. 107436. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107436>
24. Mao Y., Lanzon A.L., Zheng B., et al. Nanofluids of amphiphilic kaolinite-based Janus nanosheets for enhanced oil recovery: The importance of stable emulsion. *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 11. P. 2515. <https://doi.org/10.3390/polym15112515>
25. Xu G., Chang J., Wu H., et al. Enhanced oil recovery performance of surfactant-enhanced Janus SiO₂ nanofluid for high temperature and salinity reservoir. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2023. Vol. 657. P. 130545. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.130545>
26. Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al. Nanoparticles in enhanced oil recovery: State-of-the-art review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
27. Ebrahimi M., Kharrat R., Moradi B. Experimental investigation of wettability alteration in reservoir rock using silica, alumina and titania nanoparticles. *Petroleum Research*. 2018. Vol. 28, No. 99. P. 38–42. <https://doi.org/10.22078/pr.2017.2816.2310>
28. Ebrahimi M., Ghalelavi H., Schaffie M., et al. Experimental investigation of wettability alteration in sandstone rock by nanoparticles, gelatin biopolymer, salt ions, and synthesized Fe₃O₄/gelatin nanocomposite for EOR applications. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. P. 33260. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18591-w>
29. Ziaraty A., Saboori R., Sabbaghi S., Rasouli K. Investigation of the effect of Fe₃O₄/SiO₂ nanofluid on asphaltene adsorption and wettability alteration in hydrocarbon reservoirs: Optimization of nanocomposite composition and nanofluid concentration. *Chemical Engineering Research and Design*. 2023. Vol. 194. P. 810–828. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2023.05.028>
30. Liu P., Niu L., Li X., Zhang Z. Environmental response nanosilica for reducing the pressure of water injection in ultra-low permeability reservoirs. *Journal of Nanoparticle Research*. 2017. Vol. 19, No. 12. P. 390. <https://doi.org/10.1007/s11051-017-4086-1>
31. Lai H., Shi W., Wang J., et al. Development of hydrophobic-modified nanosilica for pressure reduction and injection increase in an ultra-low-permeability reservoir. *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, No. 9. P. 5248. <https://doi.org/10.3390/app13095248>
32. Wang K.L., Liang S.C., Wang C.C. Research of improving water injection effect by using active SiO₂ nano-powder in the low-permeability oilfield. *Advanced Materials Research*. 2010. Vol. 92. P. 207–212. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.92.207>
33. Zhang J., Huang H., Zhang M., Wang W. Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition. *RSC Advances*. 2023. Vol. 13, No. 24. P. 16165–16174. <https://doi.org/10.1039/D2RA06762E>
34. Wang K., You Q., Long Q.-M., et al. Experimental study of the mechanism of nanofluid in enhancing the oil recovery in low permeability reservoirs using microfluidics. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20, No. 1. P. 382–395. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.09.026>

35. Chai R., Liu Y., Wang J., et al. CO₂ utilization and sequestration in reservoir: Effects and mechanisms of CO₂ electrochemical reduction. *Applied Energy*. 2022. Vol. 323. P. 119584. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119584>
36. Hosseininoosheri P., Hosseini S.A., Nuñez-López V., Lake L.W. Impact of field development strategies on CO₂ trapping mechanisms in a CO₂-EOR field: A case study in the Permian Basin (SACROC unit). *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018. Vol. 72. P. 92–104. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.03.002>
37. Xu S., Wang C., Gao B., Wang T. Study on the mechanism of carbon dioxide miscible fracturing fluid huff and puff in enhanced oil recovery. *Processes*. 2024. Vol. 12. P. 1019. <https://doi.org/10.3390/pr12051019>
38. 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>
39. Hu J., Fu M., Li M., et al. Study on SiO₂ nanofluid alternating CO₂ enhanced oil recovery in low-permeability sandstone reservoirs. *Processes*. 2023. Vol. 11, No. 9. P. 2758. <https://doi.org/10.3390/pr11092758>
40. Kosach A.V., Kravchenko M.N., Korolev V.K., et al. A new method for monitoring the stability of asphaltene-containing disperse systems. *Petroleum Chemistry*. 2024. Vol. 64, No. 5. P. 580–587. <https://doi.org/10.1134/S0965544124040091>
41. Nguete R., Hirota H., Sugai Y., Sasaki K. Role of polymer-based nanofluids on asphaltene adsorption during carbon dioxide (CO₂) injection. *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14746–14757. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02333>
42. Agi A., Junin R., Jaafar M.Z., et al. Ultrasound-assisted nanofluid flooding to enhance heavy oil recovery in a simulated porous media. *Arabian Journal of Chemistry*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 103784. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2022.103784>
43. Azeez A.W., Hussein H.Q. Investigating the effects of ultrasonic waves and nanosilica on the viscosity reduction of Sharqy Baghdad heavy crude oil. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 25, No. 4. P. 61–71. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2024.4.6>
44. Hassan Y.M., Guan B.H., Zaid H.M., et al. Application of magnetic and dielectric nanofluids for electromagnetic-assistance enhanced oil recovery: A review. *Crystals*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 106. <https://doi.org/10.3390/cryst11020106>
45. Ali H., Soleimani H., Yahya N., et al. Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review. *Journal of Molecular Liquids*. 2020. Vol. 309. P. 113095. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
46. Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C., Ahmad Latiff N.R. Influence of electromagnetic waves on viscosity and electrorheology of dielectric nanofluids-scale-based approach. *Jurnal Teknologi*. 2016. Vol. 78, No. 6-4. P. 49–54. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8974>
47. Adil M., Mohd Zaid H., Lee K.C. Electromagnetically-induced change in interfacial tension and contact angle of oil droplet using dielectric nanofluids. *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116274. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116274>

48. Hassan Y.M., Guan B.H., Lee K.C., et al. Electromagnetically modified wettability and interfacial tension of hybrid ZnO/SiO₂ nanofluids. *Crystals*. 2022. Vol. 12, No. 2. P. 169. <https://doi.org/10.3390/cryst12020169>
49. Kandiel Y.E., Attia G.M., Metwalli F.I., et al. Nanoparticles in enhanced oil recovery: state-of-the-art review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025. Vol. 15, No. 4. P. 66. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01965-1>
50. Esmailnezhad E., Van S.L., Chon B.H., et al. An experimental study on enhanced oil recovery utilizing nanoparticle ferrofluid through the application of a magnetic field. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. Vol. 58. P. 319–327. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.09.044>
51. Ahmadi Y., Mansouri M., Pourafshary P. Enhanced oil recovery by using modified ZnO nanocomposites in sandstone oil reservoirs. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 2766. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-53138-5>
52. Mehrooz N., Gharibshahi R., Jafari A., et al. Assessment of heavy oil recovery mechanisms using in-situ synthesized CeO₂ nanoparticles. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. P. 11652. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-62393-5>
53. Sobocki N., Nieto-Draghi C., Di Lella A., Ding D.Y. Phase behavior of hydrocarbons in nano-pores. *Fluid Phase Equilibria*. 2019. Vol. 497. P. 104–121. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.05.025>
54. Wu G., Zeng C., Cheng L., et al. The influence of wettability effect and adsorption thickness on nanoconfined methane phase behavior: vapor-liquid co-existence curves and phase diagrams. *Processes*. 2024. Vol. 12, No. 1. P. 215. <https://doi.org/10.3390/pr12010215>
55. Fantoni R., Giacometti A., Maestre M.Á.G., Santos A. Phase diagrams of Janus fluids with up-down constrained orientations. *Journal of Chemical Physics*. 2013. Vol. 139, No. 17. P. 174902. <https://doi.org/10.1063/1.4827861>
56. Shishulin A.V., Fedoseev V.B. Size effect in the phase separation of Cr–W solid solutions. *Inorganic Materials*. 2018. Vol. 54, No. 6. P. 546–549. <https://doi.org/10.1134/S0020168518050114>
57. Cai L., Wu J., Zhang M., et al. Triple-synergistic smart additive molecular design of a dynamically controllable miscible pressure agent for efficient carbon dioxide oil displacement. *Chemical Engineering Journal*. 2025. Vol. 524. P. 169168. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2025.169168>
58. Shi F., Wu J., Zhao B. Research on percolation characteristics of a JANUS nanoflooding crude oil system in porous media. *ACS Omega*. 2022. Vol. 7, No. 27. P. 23107–23114. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00547>
59. Liu R., Deng J., Pu W., et al. Micro- and macroscopic experiments on self-adaptive mobility control and displacement efficiency of carbon-based composite nanofluid for enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2025. Vol. 11, No. 2. P. 211–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.01.001>
60. Zhang Z., Peng B., Cheng K., et al. Modified SiO₂ nanoparticles for enhanced oil recovery: A comprehensive review and perspectives. *Geoenergy Science and Engineering*. 2025. Vol. 253. P. 213973. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213973>
61. Yang L., Peng X., Zhang Q., et al. Study on enhanced oil recovery of nanofluid–polymer binary flooding technology in medium-high permeability reservoirs. *Polymers*. 2026. Vol. 18, No. 2. P. 227. <https://doi.org/10.3390/polym18020227>

62. Sun X., Zhang Y., Chen G., Gai Z. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress. *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 3. P. 345. <https://doi.org/10.3390/en10030345>
63. Agista M.N., Guo K., Yu Z. A state-of-the-art review of nanoparticles application in petroleum with a focus on enhanced oil recovery. *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, No. 6. P. 871. <https://doi.org/10.3390/app8060871>
64. Zhang Y.-B., Liu Y.-K., Yi J., Liu X.-J. First-order multiples imaging aided by water bottom. *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1650–1661. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.036>
65. Franco C.A., Franco C.A., Salinas L.M., et al. First field application of functionalized nanoparticles-based nanofluids in thermal enhanced oil recovery: From laboratory experiments to cyclic steam stimulation process. *Fuel*. 2025. Vol. 382. P. 133736. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133736>
66. 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>
67. Zabala R., Franco C.A., Cortés F.B. Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. Paper SPE-179677-MS. <https://doi.org/10.2118/179677-MS>
68. 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>
69. Kumasaka J., Kumasaka J., Kaito Y., 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>
70. Kaito Y., Goto A., Ito D., et al. First nanoparticle-based EOR Nano-EOR project in Japan: Laboratory experiments for a field pilot test. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Virtual, 25–29 April 2022. Paper SPE-209467-MS. <https://doi.org/10.2118/209467-MS>
71. Kosynkin D., Alaskar M. Oil industry first interwell trial of reservoir nanoagent tracers. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai, OAE, 26–28 September 2016. Paper SPE-181551-MS. <https://doi.org/10.2118/181551-MS>
72. Kanj M.Y., Rashid Md.H., Giannelis E.P. Industry first field trial of reservoir nanoagents. In: *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 25–28 September 2011. Paper SPE-142592-MS. <https://doi.org/10.2118/142592-MS>
73. 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>
74. Emmanuel M. Unveiling the revolutionary role of nanoparticles in the oil and gas field: Unleashing new avenues for enhanced efficiency and productivity. *Heliyon*. 2024. Vol. 10, No. 13. P. e33957. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e33957>

Information about the authors

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

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

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; <https://orcid.org/0000-0002-6717-7316>; e-mail: ushakova@ipng.ru

Received 8 July 2026

Accepted 30 September 2026