

УДК 622.276.6:622.276.4

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4408

Шифр специальности ВАК: 05.15.00

Наножидкостное заводнение как метод повышения нефтеотдачи: механизм, преимущества

Е.С. Андреева, О.А. Маринина✉, Л.Г. Туровская

Санкт-Петербургский горный университет, Россия, г. Санкт-Петербург

✉Marinina_OA@pers.spmi.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена тем фактом, что с помощью современных методов увеличения нефтеотдачи можно извлечь не более 34 % нефти от начальных извлекаемых запасов, в связи с чем требуется модернизация технологий третичного воздействия на пласт. В качестве одного из возможных путей развития данной сферы возможно использование наночастиц с целью увеличения коэффициента извлечения нефти за счет вытеснения остаточной и трудноизвлекаемой нефти. Технологии с применением наночастиц имеют ряд значительных преимуществ по сравнению с уже традиционными полимерным, щелочным, поверхностно-активным заводнениями. Наножидкостное заводнение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти. В данной работе рассматриваются механизмы действия наночастиц, способствующие извлечению нефти, взаимосвязь эффективности заводнения от температуры пласта, pH, минерализации вод и смачиваемости поверхности породы-коллектора для выявления ограничений применимости наножидкостей, возможности их модифицирования, с целью улучшения свойств и устранения недостатков наножидкостного заводнения. Подробно рассмотрено влияние химической природы наночастиц, их размера, поверхностного заряда, изоэлектрической точки и концентрации на горную породу, пластовые флюиды и эффективность извлечения углеводородов. Также сакцентировано внимание на последних современных направлениях развития технологии наножидкостного заводнения. **Цель:** всесторонний анализ наножидкостного заводнения как метода повышения нефтеотдачи. **Объекты:** химические методы повышения нефтеотдачи, наножидкостное заводнение. **Методы:** анализ актуальных публикаций по теме исследования. **Результаты.** Сформированы факторы, влияющие на эффективность применения наножидкостей в качестве метода повышения нефтеотдачи и механизмы воздействия наночастиц на нефтяные пласты, выделены перспективные направления развития технологии наночастиц.

Ключевые слова: наножидкость, наночастицы, нефть, остаточная нефть, методы повышения нефтеотдачи

Для цитирования: 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. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4408

UDC 622.276.6:622.276.4

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4408

Nanofluid flooding as a method of enhancing oil recovery: mechanism, advantages

E.S. Andreeva, O.A. Marinina✉, L.G. Turovskaya

St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation

✉Marinina_OA@pers.spmi.ru

Abstract. Relevance. The fact that with the help of modern methods of increasing oil recovery, it is possible to extract no more than 34% of oil from the initial recoverable reserves. Therefore, modernization of technologies for tertiary impact on the reservoir as one of the possible ways of developing this area is required. It is possible to use nanoparticles in order to increase the oil recovery coefficient by displacing residual and hard-to-recover oil. Technologies with the use of nanoparticles

have a number of significant advantages over the already traditional polymer, alkaline and surfactant flooding. Nanofluidic flooding allows increasing the oil recovery coefficient. The paper considers the mechanisms of action of nanoparticles contributing to oil recovery, the relationship of the effectiveness of flooding from the reservoir temperature, pH, water mineralization and wettability of the reservoir rock surface. These mechanisms are required for identifying limitations of the applicability of nanofluids, the possibility of their modification, in order to improve the properties and eliminate the disadvantages of nanofluid flooding. The effect of the chemical nature of nanoparticles, their size, surface charge, isoelectric point and concentration on rock, reservoir fluids and the efficiency of hydrocarbon extraction is considered in detail. Attention is also focused on the latest modern trends in the development of nanofluidic flooding technology. **Aim.** To conduct a comprehensive analysis of nanofluidic flooding as a method of increasing oil recovery. **Objects.** Chemical methods of enhancing oil recovery, nanofluidic flooding. **Methods.** Analysis of current publications on the research topic. **Results.** The factors influencing the effectiveness of the use of nanofluids as a method of increasing oil recovery and the mechanisms of the impact of nanoparticles on oil reservoirs are formed, promising directions for the development of nanoparticle technology are identified.

Keywords: nanofluid, nanoparticles, oil, residual oil, methods of enhancing oil recovery

For citation: 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, pp. 189–202. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4408

Введение

На сегодняшний день в России в среднем извлекается примерно 34 % от геологических запасов нефти с применением различных методов вторичной и третичной добычи, таких как термическое воздействие, закачка газа и химическое заводнение. Почти 60–70 % нефти от геологических запасов удерживается в порах и каналах коллектора. Традиционные третичные методы извлечения можно разделить на три основные группы: смешивающее воздействие, химическое заводнение и термические методы. Закачка пара, электромагнитное и электрическое тепловое воздействие относятся к термическим методам. В данной группе методов повышение температуры пласта позволяет уменьшить вязкость пластовой нефти [1–3]

Тем не менее высокая стоимость данных методов ограничивает их применимость. С другой стороны, растет использование смешивающегося заводнения, при котором различные типы растворителей смешиваются с остаточной нефтью, повышая подвижность флюида, что увеличивает коэффициент извлечения углеводородов [4]. Газовые методы увеличения нефтеотдачи, которые могут быть классифицированы как смешивающееся заводнение, в общем случае реализуются в непосредственной закачке газа, например, диоксид углерода высокого давления, азот, дымовой газ, сжиженный нефтяной газ, метан и метан, смешанный с легкими углеводородами. Однако методы воздействия газа на коллектор ограничены глубиной залежи. Для газовых методов требуются залежи, располагающиеся на глубине не менее 600–1500 м в зависимости от конкретного газа, входящего в состав агента закачки. Основным недостатком при этом является высокая чувствительность эффективности вытеснения углеводородов от свойств насыщающих пласт флюидов, в частности, сильное негативное

влияние оказывает повышенная вязкость и плотность нефти [5, 6].

Химическое заводнение заключается в закачке поверхностно-активного вещества, щелочи и полимеры вместе с водой в различном соотношении вводятся в коллектор с целью повышения эффективности вытеснения углеводородов и снижения межфазного натяжения. Используя этот метод, можно достичь высокого извлечения нефти – до 40 % [7]. Однако химическое заводнение имеет ряд существенных недостатков: высокую стоимость реагентов, адсорбцию составляющих раствора на поверхности горной породы, необратимую коагуляцию порового объема, возникновение опасных химических веществ в условиях повышенной минерализации и жесткости пластовых вод [8]. Кроме того, химические методы увеличения нефтеотдачи склонны к деградации в пластовых условиях, из-за чего не достигается должная эффективность от химического заводнения. Все вышеперечисленные недостатки обусловили необходимость в разработке новых, более надежных методов увеличения нефтеотдачи [9].

Наночастицы были внедрены в систему повышения нефтеотдачи в виде пен, гидрозолей и органозолей для использования в полном объеме их преимуществ: высокой площади поверхности и подвижности, а также относительной простоты получения. Для улучшения дисперсии и характеристик наночастиц, для возможности их применения в осложненных пластах, разработали смеси наночастиц с различными поверхностно-активными веществами и полимерами. Например, фосфонаты как класс поверхностно-активных веществ обычно используются совместно с наночастицами. Тем не менее применение в условиях месторождения фосфонатов и многих других полимеров ограничено из-за их несоответствия требованиям к биодegradации [10, 11].

Результаты и их обсуждение

Благодаря уникальным свойствам наночастиц наножидкостное заводнение – введение наночастиц в водный раствор – широко изучалось как один из возможных путей решения недостатков современных химических методов повышения извлечения нефти, таких как полимерное заводнение [12].

Наночастицы обладают тремя уникальными свойствами, которые делают их эффективными в качестве метода увеличения добычи нефти. Во-первых, их небольшой размер позволяет им свободно фильтроваться в поровом объеме пласта, что недоступно для более крупных частиц (рис. 1). Во-вторых, свойства частиц в наномасштабе во многом зависят от их размера. Следовательно, наночастицы можно заготовить таким образом, чтобы они обладали определенными оптическими, магнитными, межфазными, электрическими или химическими свойствами для выполнения определенных функций. Наконец, они имеют большую площадь поверхности, чем площадь объемных частиц. Следовательно, они гораздо более активно взаимодействуют при контакте с окружающими материалами. Сочетание этих уникальных свойств позволяет использовать наночастицы для многих целей, в том числе для химической обработки коллектора [13, 14].

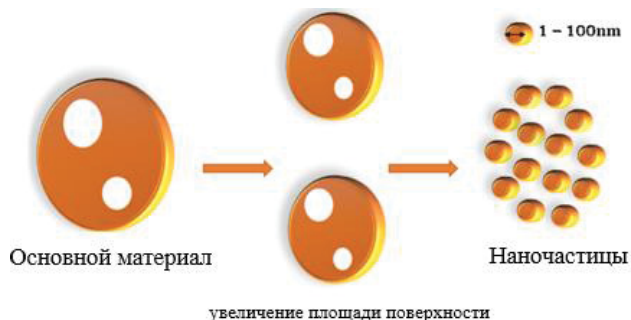


Рис. 1. Сравнение размеров частиц и наночастиц [14]

Fig. 1. Comparison of particle and nanoparticle sizes [14]

Помимо этого, наножидкости обладают более привлекательными свойствами по сравнению с традиционными коллоидными системами поверхностно-активных и полимерных веществ. Суспензии наноразмерных материалов проявляют более высокую устойчивость к осаждению благодаря высоким поверхностным силам, которые снижают агрегацию частиц, позволяя энтропийным силам уравновешивать силу тяжести [15]. Отличительной особенностью наножидкостей является возможность изменять основные характеристики состава, включая оптические, напряженно-деформированные, термические, реологические, магнитные и электрические свойства, путем изменения морфологии или размера наночастиц в процессе синтеза. Таким образом,

наножидкости могут быть сконструированы в таком виде, чтобы максимизировать добычу остаточной нефти из пластов за счет контроля их поверхности и размеров [16].

В пластовых условиях частицы всех размеров склонны к абсорбции, однако микрочастицы не способны ни десорбироваться обратно, ни фильтроваться на большие расстояния. Наночастицы при этом свободно проникают через большинство пор коллектора за счет потока флюидов и броуновского движения. В зависимости от сил взаимодействия с поверхностью поры броуновское движение может отделять частицы после адсорбции со стенок пор (рис. 2) [14].

Чем меньше размер частиц, тем большим коэффициентом диффузии и более высокой подвижностью они обладают. В связи с этим частицы в меньшей степени склонны к прилипанию к стенкам пор, и вероятность адсорбции наноразмерных частиц стремится к нулю [17].

Из всего разнообразия наночастиц частицы SiO_2 является наиболее близкими по составу для большинства коллекторов. Соответственно, потенциальное загрязнение окружающей среды из-за химической природы наночастиц может быть сведено к минимуму при использовании чистого SiO_2 .

По результатам экспериментов в лабораторных условиях при заводнении образцов керна получены значения эффективности извлечения нефти наночастицами различного состава (рис. 3), наилучший результат показали наночастицы SiO_2 , CuO , Fe_2O_3 , TiO_2 [18].

Помимо этого, выявлена возможность изменения вязкости базовой жидкости, которая увеличивается при диспергировании наночастиц. Присутствие наночастиц в жидкости закачки может изменять реологические свойства этой эмульсии от ньютоновской жидкости, где вязкость жидкости зависит от состава, давления и температуры, до неньютоновской жидкости, где на вязкость жидкости также могут влиять условия течения и напряженное состояние породы. Кажущаяся вязкость неньютоновских жидкостей может быть выше или ниже вязкости составляющих их жидкостей [19, 20]. Следовательно, воздействие на коллектор неньютоновской жидкости с более высокой вязкостью при эмульгировании остаточной нефти может привести к более высокой эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) по сравнению с ньютоновской жидкостью. Полученная в результате взаимодействия наночастиц и пластового флюида суспензия может лучше преодолевать капиллярные силы и вытеснять нефть по модели, приближенной к поршневой, сводящей к минимуму оставление незахваченных заводнением зон [16, 21].

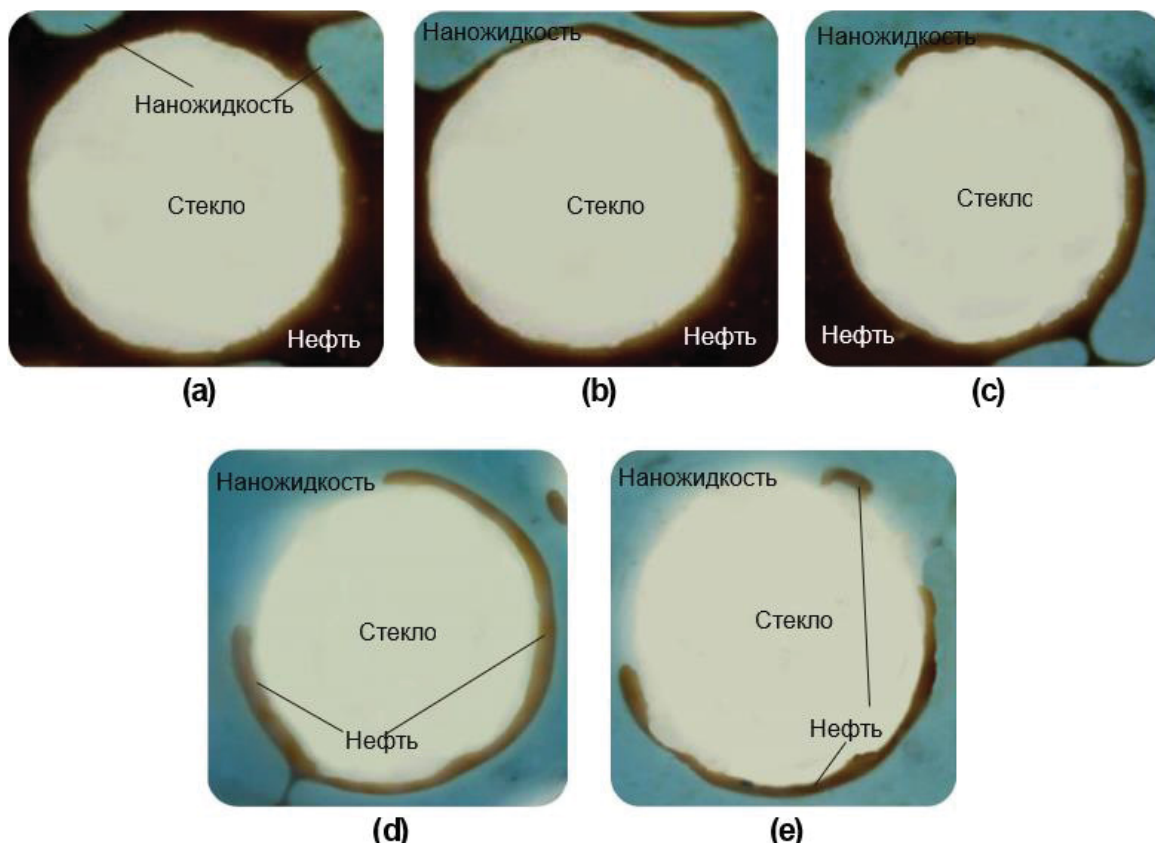


Рис. 2. Микромоделли фильтрации нефти в масштабе пор при заводнении наножидкостью в течение: а) 0; б) 1000; в) 2000; д) 3000; е) 5000 секунд после воздействия наножидкостью на модель порового пространства [14]

Fig. 2. Micromodels at the pore scale when flooded with nanofluid for: а) 0; б) 1000; в) 2000; д) 3000; е) 5000 seconds after exposure to nanofluid on the pore space model [14]

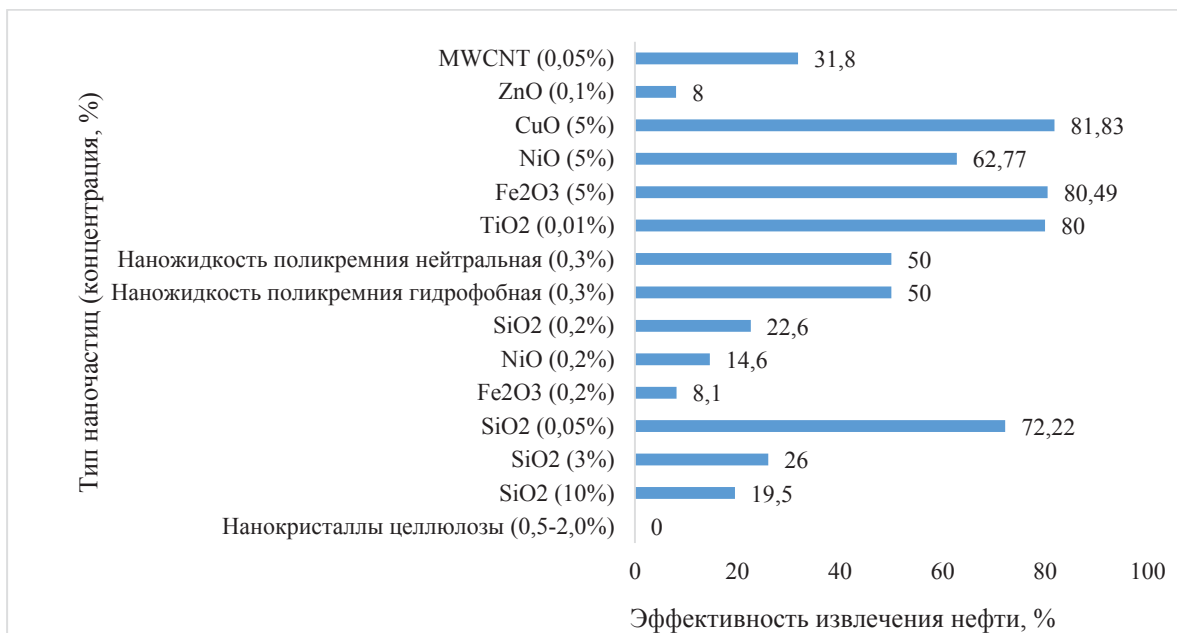


Рис. 3. Результаты лабораторных исследований по эффективности извлечения нефти различными наночастицами [18]

Fig. 3. Results of laboratory studies on the efficiency of oil extraction by various nanoparticles [18]

Проблемы применения наночастиц как метода повышения нефтеотдачи. В основном выделяют шесть сил, которые определяют характер воздействия химических методов повышения нефтеотдачи в пластовом объеме: межмолекулярные силы, расклинивающее давление, поверхностное натяжение, капиллярная сила, сила вязкого трения, сила тяжести. Данные силы зависят во многом от свойств поверхностной пленки, распределения воды, шероховатости, минералогии и формы частиц [22].

Эффективность извлечения нефти наножидкостью зависит:

- от минерализации пластового флюида;
- pH пласта;
- поверхностного заряда породы коллектора;
- температуры резервуара.

Влияние минерализации пластового флюида на эффективность воздействия на пласт наночастицами. Стабильность наночастиц в водных растворах во многом зависит от сил электростатического отталкивания между одинаково заряженными поверхностями. Высокое ионное взаимодействие в пласте, обусловленное присутствием растворенных солей, приводит к значительному уменьшению электрического отталкивания между наночастицами и к их слипанию. Обилие ионов в растворе также может привести к поверхностной нейтрализации заряженных частиц. Оба эффекта позволяют силам притягивания преобладать на больших расстояниях над другими силами. Силы Ван-дер-Ваальса, или силы притягивания, – это относительно малодействующие, слабые силы притяжения между электрически нейтральными молекулами, которые сталкиваются или движутся близко друг к другу. Эти силы электростатичны по своей природе и проявляются как притяжение между сильно положительно заряженными молекулами и сильно отрицательно заряженными, но это взаимодействие намного слабее химического. В коллекторе следует учитывать силы Ван-дер-Ваальса из-за весьма тесного взаимодействия наночастиц [23, 24].

В соответствии с этим экспериментальные исследования подтвердили, что эффективность извлечения углеводородов снижается на 10 % при закачке наножидкостей в среду с высокой минерализацией по сравнению со средой с низкой минерализацией. Когда наножидкости используются в качестве метода третичного извлечения после закачки минерализованной воды, происходит перемешивание, что способствует более высокой агломерации наночастиц, их адсорбции и осаждению в поровой среде [25, 26].

Влияние минерализации на стабильность наночастиц также может быть связано со смачиваемостью поверхности наночастиц [26]. При постоян-

ной концентрации частиц минерализация оказывала незначительное влияние на объемную долю воды в эмульсии, образованной с гидрофобными наночастицами, тогда как для гидрофильных наночастиц влияние было значительным. Предлагаемое обоснование заключается в том, что гидрофобные наночастицы в большей степени проникают в нефтяную фазу и, следовательно, защищены от воздействия ионного взаимодействия водной фазы. Гидрофильные наночастицы с обильными поверхностными зарядами могут меньше разделяться на поверхности фаз и, следовательно, подвергаются дестабилизирующему эффекту ионного воздействия водной фазы [27, 28].

Влияние pH пласта. Экспериментально было обнаружено, что гидродинамический диаметр наночастиц имеет меньшее значение при pH, отличающемся от изоэлектрической точки, что повышает их подвижность в коллекторе. Было изучено влияние размера частиц маггемита на pH, соответствующий изоэлектрической точке. Выявили, что при меньшем размере частиц наблюдался сдвиг изоэлектрической точки наночастиц в сторону более высокого pH. Это явление можно объяснить увеличением количества десорбированных протонов на поверхности частиц. Соответственно, химический состав поверхности частиц изменяется с изменением размера частиц, и впоследствии это влияет на конечную кислотность и вязкость состава [29, 30].

С другой стороны, несколько типов наночастиц могут взаимодействовать с водой, и их взаимодействие усиливается в щелочной среде, что влияет на эффект заводнения. В конечном счете, pH может достигать значения, соответствующего изоэлектрической точке, что приводит к агломерации частиц и снижению подвижности частиц в пористой среде. При длительном контакте наночастиц с породой происходит повышение смачиваемости поверхности породы в результате дестабилизации наночастиц и адсорбции на поверхности породы [31, 32]. И, соответственно, чем ниже скорость потока жидкости в коллекторе, тем выше время контакта наночастиц с породой и тем выше адсорбция. Тем не менее гидролиз наночастиц может быть незначительным в определенном диапазоне pH. Например, результаты показали, что в кислотной среде наночастицы ZnO проявляют минимальное взаимодействие с водой, а pH базовой жидкости остается почти постоянным со временем деградации [33].

Влияние поверхностного заряда породы коллектора на эффективность воздействия на пласт наночастицами. Поверхностный заряд коллектора весьма чувствителен к окружающим условиям, особенно к pH. Следовательно, электростатические взаимодействия с породой будут оказывать существенное влияние на адсорбцию наночастиц, что

может негативно повлиять на добычу нефти во время повышения нефтеотдачи [33].

Проводились исследования по введению трех различных типов наночастиц (SiO_2 , TiO_2 и Al_2O_3) в образец керна известняка. Несмотря на наиболее крупный размер частиц Al_2O_3 , в результатах эксперимента 91,8 % наночастиц Al_2O_3 были успешно извлечены, при том, что более мелкие частицы TiO_2 и SiO_2 показали, соответственно, 72,2 и 56,6 %. Более высокую эффективность наночастиц Al_2O_3 можно объяснить соответствием зарядов частиц и поверхности горной породы.

Для преодоления негативного воздействия заряда горной породы возможно введение в раствор наночастиц вспомогательных ионных жидкостей или катионных поверхностно-активных веществ. Таким образом можно минимизировать влияние явления адсорбции раствора наночастиц на поверхности горной породы и электростатическое притяжение наночастиц к породам-коллекторам [34, 35].

Влияние температуры резервуара на эффективность воздействия на пласт наночастицами. Температура пласта может существенно влиять на характеристики закачиваемых реагентов и эффективность воздействия различных методов увеличения нефтеотдачи. Было обнаружено, что карбонатные породы становятся более гидрофильными с повышением температуры пласта. При увеличении температуры у некоторых горных пород: известняка, кварца, каолинита и кальцита, заряд поверхности пор становился более отрицательным. При этом повышение температуры может вызвать преждевременную деградацию реагентов и выпадение осадка. По результатам экспериментов выявили более высокую термическую стабильность наночастиц по сравнению с поверхностно-активными веществами [35].

При исследовании зависимости межфазного натяжения на границе нефть–вода при заводнении наночастицами выявили, что при повышении температуры снижается межфазное натяжение. Но при этом при повышении температуры происходит ускорение различных негативных явлений, в том числе усиление реакций пластовых солей на закачиваемый реагент, ускорение броуновского движения, что может привести к агрегации частиц. Поверхностный заряд некоторых наночастиц при совместной закачке с полимерами или поверхностно-активными веществами уменьшается при повышении температуры жидкости, что объясняется экзотермической реакцией с пластом [36].

К механизмам наножидкостей, которые способствуют увеличению нефтеотдачи, относят:

- снижение межфазного натяжения;
- увеличение вязкости;

- изменение расклинивающего давления;
- образование эмульсии Пикеринга в пласте.

Наножидкости позволяют увеличить извлечение нефти из пор и каналов горных пород с помощью нескольких механизмов. К основным механизмам относятся: снижение межфазного натяжения, увеличение вязкости, изменение расклинивающего давления и изменение смачиваемости, образование эмульсии и ограничение потока могут влиять на добычу нефти.

Снижение межфазного натяжения является одним из основных механизмов повышения нефтеотдачи пластов на микроуровне. Эксперименты показали обратную зависимость концентрации наночастиц и межфазного натяжения на границе нефть–вода. Однако при достижении концентрации наночастиц 0,8 мас. % и выше не происходит значительного изменения межфазного натяжения, данный эффект аналогичен изменениям межфазного натяжения поверхностно-активными веществами, изменение межфазного натяжения происходит до тех пор, пока поверхность раздела нефть–вода полностью не занята частицами [37]. С другой стороны, выявили взаимосвязь количества наночастиц на границе раздела нефть–вода и межфазного натяжения от плотности заряда поверхности наночастиц, при уменьшении плотности заряда увеличивается количество частиц на границе раздела и уменьшается межфазное натяжение. Поэтому важно учитывать плотность поверхностного заряда частиц из-за тесной взаимосвязи со стабильностью наножидкости, возможности негативного влияния на изoeлектрическую точку, что приводит к ограниченному количеству частиц на границе раздела, снижая эффект от воздействия наножидкостного заводнения [38, 39].

Благодаря образованию на границе нефть–вода тонкой пленки из наночастиц при заводнении наножидкостью возникает локальное *повышение вязкости* по причине увеличения удельного количества частиц межфазной области. Следовательно, достигается более высокий коэффициент подвижности за счет макроскопического перемещения нефти по модели поршневого вытеснения (рис. 4) [40].

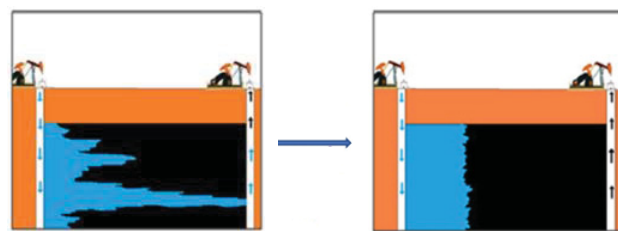


Рис. 4. Поршневое и непоршневое вытеснение [14]
Fig. 4. Piston and non-piston displacement [14]



Рис. 5. Принципиальная схема различия фильтрации нефти в коллекторе под действием воды и наножидкости [18]
Fig. 5. Schematic diagram of the difference between oil filtration in the reservoir under the action of water and nanofluid [18]

Вязкость вытесняющей жидкости в процессе повышения нефтеотдачи наночастицами может быть изменена за счет воздействия электрическим и магнитным полями. При воздействии на наночастицы особого состава электрическим полем возникает явление электрореологического эффекта. При данном воздействии возникает увеличение вязкости раствора наножидкости из-за образования фибриллизованной сетки при переориентации поляризованных молекул вдоль направления приложенного поля (рис. 5) [40].

В наножидкостях, подвергнутых электрореологическому воздействию, происходит в основном два явления, оказывающих положительное воздействие на вытесняющую способность состава: поляризация частиц под действием электрического поля и выстраивание частиц вдоль направления этого поля. Межфазная поляризация играет решающую роль в образовании большого количества поверхностных зарядов [41].

Применяются специально разработанные магнитореологические наножидкости, которые представляют собой дисперсию частиц, легко намагничиваемых и размагничиваемых в масло-носителе. Масло-носитель применяется из-за относительно низкой излучательной способности, предотвращающей агрегацию наночастиц под воздействием магнитного поля, и относительно высокой вязкости состава. Однако магнитные силы для рассматриваемых нано-феррожидкостей не являются преобладающими, броуновское движение оказывает большее влияние, из-за чего магнитореологические жидкости не достигают значительного изменения вязкости и делают данные составы неэффективными как метод увеличения нефтеотдачи на данном этапе развития [42, 43].

Изменение расклинивающего давления. При воздействии наножидкостями на модели керны было обнаружено явление самоструктурирования частиц в процессе их адсорбции вдоль границы раздела порода-нефть, другими словами, наблюдалось образование тонкой пленки. Из-за образования этой пленки возникает расклинивающее давление, которое проявляет колебательные экспоненциальные движения пленки, причем как коэффициент спада, так и период колебаний были равны эффективному диаметру частиц [44]. Однако при значениях ниже

эффективного диаметра наночастиц преобладают электростатические, сольватационные и силы Ван-дер-Ваальса. Скорость распространения наножидкостной пленки зависит от концентрации наночастиц и объема нефтяной капли. Следовательно, скорость внутреннего контакта увеличивается при снижении концентрации наночастиц и уменьшается при снижении объема капли. *Изменение расклинивающего давления* помогает мобилизовать нефть на микроскопическом уровне [45].

Смачиваемость горной породы значительно влияет на коэффициент извлечения нефти, извлечение нефти в гидрофильных пластах намного превышает степень извлечения в гидрофобных. При воздействии на гидрофобный (липофильный) коллектор наножидкости способны изменить смачиваемость породы и сделать породу гидрофильной, что позволит значительно увеличить нефтеотдачу. Рассмотренные ранее параметры пласта влияют на адсорбцию наночастиц, что непосредственно влияет на смачиваемость горной породы-коллектора (рис. 6). При исследовании данного явления проводились эксперименты со смачиваемостью стекла наночастицами SiO_2 , в результате удалось снизить угол контакта воды со стеклом со 100 до 0°, тем самым изменив смачиваемость стекла на гидрофильную [45].

Было проведено исследование влияния расклинивающего давления нанопленок на изменение смачиваемости при заводнении искусственного керны из стеклянных шариков наножидкостью. В результате исследования керны до и после заводнения с помощью микро-КТ обнаружили взаимосвязь смачиваемости породы и расклинивающего давления. В связи с этим изменить степень смачиваемости коллектора можно за счет увеличения минерализации наножидкости, которая повышает адсорбцию частиц на поверхности породы [46].

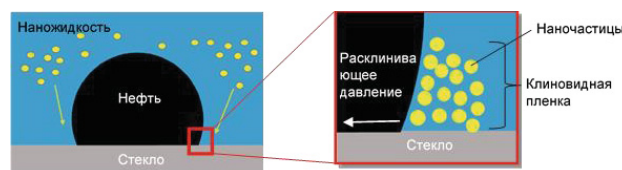


Рис. 6. Процесс изменения смачиваемости стекла наножидкостью [45]
Fig. 6. Change in glass wettability with nanofluid [45]

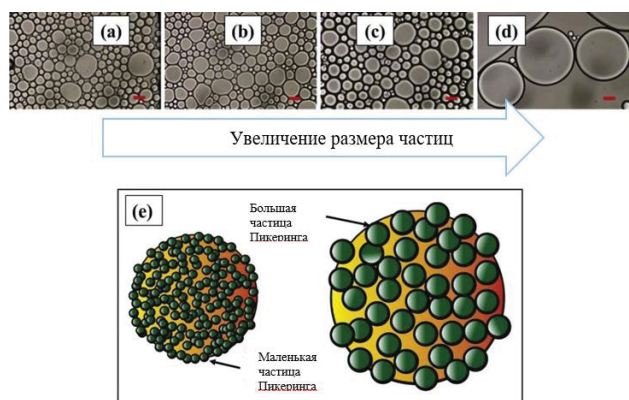


Рис. 7. Влияние размера частиц на размер капель эмульсии, стабилизированных наночастицами кремнезема размером (нм): а) 5; б) 12; в) 25; д) 80 [51]

Fig. 7. Effect of particle size on the size of emulsion droplets with stabilized silica nanoparticles (nm): а) 5; б) 12; в) 25; д) 80 [51]

Эмульсия Пикеринга образуется посредством когезионной адсорбции наночастиц на границе раздела нефть–вода, создавая трехмерную сложную пленку, которая препятствует слипанию капель нефти. Эмульсия Пикеринга более стабильна в различных пластовых условиях по сравнению с обычными эмульсиями с поверхностно-активными веществами благодаря необратимой адсорбции наночастиц [47]. Образование эмульсии этого типа происходит в результате склеивания капель нефти в наножидкости без объединения в один поток (рис. 7). Вязкость безводных эмульсий сильно зависит от температуры и водонасыщенности. При образовании в пласте безводная эмульсия ограничивает поток в зонах с высокой проницаемостью и активизирует фильтрацию в зонах с более низкой проницаемостью, что увеличивает коэффициент охвата пласта и коэффициент извлечения нефти [48]. Еще одной важной особенностью таких эмульсий является значительная устойчивость к деформации, которая у обычных эмульсий с поверхностно-активными веществами значительно ниже из-за необратимой адсорбции твердых частиц на границах раздела двух несмешивающихся жидкостей, что стало возможным благодаря частичным смачивающим свойствам наночастиц [49, 50].

К перспективным направлениям применения наночастиц как метода повышения нефтеотдачи можно отнести:

- разветвленные полимеры с ядром-наночастицей;
- стабилизированные пены;
- щелочно-кремниевые нано-полимеры.

В процессе развития технологии *полимерного заводнения* были различные этапы: первое поколение (линейный полимер), второе поколение (гребенчатый полимер) и третье поколение (гиперраз-

ветвленный полимер). Гиперразветвленный полимер имеет трехмерную структуру с разветвленными блоками (линейный блок, дендритный блок, начальный блок и конечный блок). Последнее поколение полимеров имеет ряд преимуществ, в том числе контролируемый размер частиц, регулируемые реологические свойства, отличная «отзывчивость», низкая сцепка и стабильность, тем самым превосходя предыдущие разработки [51–54].

Был разработан разветвленный полимер (polymer based on modified chitosan – HPDCS) с ядром, модифицированным хитозаном. Данный полимер нового поколения предназначен для повышения нефтеотдачи, имеет состав природного происхождения и принудительно разлагается в течение 45 часов под воздействием фермента биологического происхождения. По результатам испытаний на модели керна достигнуто повышение коэффициента извлечения нефти на 24,12 % больше, чем при частичном воздействии гидрализованым полиакриламидом (hydrolyzed polyacrylamide – HPAM) [55].

При применении в качестве ядра наночастицы SiO_2 для разветвленной полиакриламидной цепи был получен новый гиперразветвленный сополимер (hyperbranched copolymer – HPBS) с образованием *in situ*, с меньшим гидродинамическим радиусом по сравнению с HPAM, что позволит данным частицам фильтроваться в поры и каналы меньших размеров.

Звездообразный амфифильный полиакриламид (surfactant hydrolyzed polyacrylamide – SHPAM) имеет тройную структуру, состоящую из SiO_2 в качестве ядра, полиамидамина (polyacrylamide amine – PAMAM) в качестве среднего слоя и гидрофильной полиакриламидной цепи в качестве внешней оболочки. Даже после заводнения HPAM в области с низким числом капилляров (<10–5) заводнение полимером показало более высокую эффективность извлечения SHPAM до 3 % [56].

Данное направление методов повышения нефтеотдачи активно развивается путем совершенствования технологии полимерного заводнения за счет внедрения наночастиц, что позволяет повысить стабильность и управляемость заводнения [57–59].

Еще одним из направлений применения наночастиц для целей усовершенствования существующих методов повышения нефтеотдачи является добавка наночастиц в *технологии метановых пен*.

В ходе исследования влияния наночастиц TiO_2 , Al_2O_3 , ZnO и SiO_2 на стабильность метановых пен при различных температурах выявлено положительное воздействие рассматриваемых наночастиц в концентрациях от 0,005–0,1 мас. % на стабильность образующихся пенообразователей под действием газообразного метана. Для SiO_2 и ZnO

наиболее эффективной концентрацией оказалось 0,01 мас. %, а для TiO_2 и Al_2O_3 – 0,05 мас. %.

По результатам лабораторных испытаний на образцах керна после первичной и вторичной добычи нефти (рис. 8) можно выявить незначительное различие в значении повышения нефтеотдачи различными наночастицами. В связи с этим можно сделать вывод, что частицы TiO_2 , Al_2O_3 , ZnO и SiO_2 позволяют повысить эффективность метановых пен как метода увеличения нефтеотдачи, уменьшают размеры пузырьков и повышают стабильность агента [60].

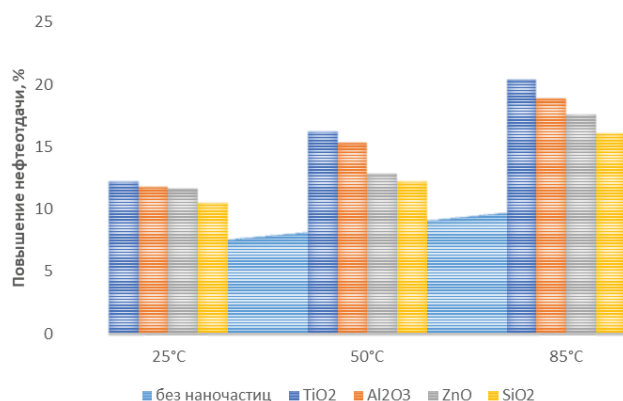


Рис. 8. Дополнительная добыча нефти с применением наночастиц в различных температурных условиях [60]

Fig. 8. Additional oil production using nanoparticles under various temperature conditions [60]

Технология повышения нефтеотдачи «заводнение щелочно-кремневыми нано-полимерами» (*alkali-silica nanoparticle-polymer – ANP*) разработана для увеличения извлечения тяжелой нефти. Данная технология в первую очередь направлена на снижение межфазного натяжения, изменение смачиваемости горной породы, образование стабильной эмульсии и повышение коэффициента вытеснения тяжелой нефти. По результатам лабораторных испытаний наножидкость ANP остается стабильной в течение 30 дней без выпадения осадка за счет синергетического эффекта щелочи и полимера, влияющего на агрегацию наночастиц. Эмульгирующая способность ANP показывает эффективность выше, чем при испытании полимерных, нано-полимерных и щелочно-полимерных составов. В пласте при заводнении ANP происходит реакция омыления, образуется поверхностно-активное вещество, которое оказывает влияние на заряд нефти (становится отрицательным) и усиливает электростатическое отталкивание наночастиц и капель нефти, препятствующее разрушению эмульсии. Заводнение ANP в рамках лабораторных испыта-

ний позволило повысить степень извлечения нефти на 21,05 % после единичной обработки образца керна при вытеснении тяжелой высоко кислотной нефти, для нефтей низко кислотных данная технология не показывает эффективности [57].

Заключение

В настоящее время наножидкости как метод повышения нефтеотдачи имеют значительный потенциал для широкого применения на месторождениях. Однако для эффективного применения данной технологии требуется строгий контроль параметров пласта и их совместимости с технологией.

Высокая температура коллектора при правильном подборе технологии может способствовать процессу увеличения нефтеотдачи при наножидкостном заводнении, в отличие от негативного влияния повышенной температуры на полимерные и поверхностно-активные составы.

Воздействие наночастицами на пласт может снизить влияние горной породы на реагенты, закачиваемые впоследствии или совместно с наночастицами, при достаточном диспергировании частиц.

Наиболее широко были исследованы наночастицы SiO_2 , которые обладают высокой стабильностью, мобильностью их характеристик и экологичностью относительно коллектора. Помимо SiO_2 эффективность вытеснения показывают наночастицы TiO_2 , Fe_2O_3 , CuO и NiO , однако при их использовании возникает вопрос безопасности для окружающей среды подобного вида воздействия.

Перед воздействием на пласт технологиями повышения нефтеотдачи требуется детальное изучение параметров пласта, насыщающих его флюидов и особенностей наножидкостей. В зависимости от размеров наночастиц и их дифференциации свойства наножидкости могут значительно отличаться. Параметры пласта: минерализация, поверхностный заряд, pH, изоэлектрическая точка – требуют строгого контроля в связи со значительным влиянием на агрегацию и адсорбцию наночастиц, стабильность наножидкости и попутных реагентов и эффективность воздействия в целом.

В настоящее время разработаны перспективные технологии с применением наночастиц для повышения нефтеотдачи, но их основной недостаток – это в большей степени зависимость эффективности заводнения от пластовых условий и высокая стоимость, так как большинство рассматриваемых частиц синтетические. В дальнейшем следует уделить внимание модернизации этих технологий в направлении расширения условий применимости составов в различных пластовых условиях и исследовать возможность использования природных наночастиц (наноцеллюлозу и наноглину).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ilyushin Y.V. Development of a process control system for the production of high-paraffin oil // *Energies*. – 2022. – № 15. – P. 6462. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15176462>
2. Evaluating the downstream development strategy of oil companies: the case of Rosneft / O. Marinina, A. Tsvetkova, Y. Vasilev, N. Komendantova, A. Parfenova // *Resources*. – 2022. – Vol. 11. – № 4. DOI: <https://doi.org/10.3390/resources11010004>
3. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // *Записки Горного института*. – 2022. – № 254. – С. 191–201.
4. Shagiakhmetov A.M., Yushchenko S. Substantiation of in situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs // *Energies*. – 2022. – № 15. – P. 1–13.
5. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2020. – № 1. – P. 147–156.
6. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigoriev, E.V. Simonova, M.I. Korolev, I.A. Stetsyuk, L.A. Farrakhov // *Energies*. – 2023. – № 16. – P. 24–38.
7. Raupov I.R., Rogachev M.K., Sytnik A. Design of a polymer composition for the conformance control in heterogeneous reservoirs // *Energies*. – 2023. – № 15. – P. 1–18.
8. Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.Р. Раупов, И.В. Валиуллин, И.М. Фаррахов, М.В. Швыденко // *Георесурсы*. – 2022. – № 3. – С. 125–138.
9. Taber J.J. Technical screening guides for the enhanced recovery of oil // *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – San Francisco, 1983.
10. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // *Petroleum*. – 2017. – № 3 (2). – P. 197–211.
11. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / I.R. Raupov, W. Zhenzhen, Z. Shanyu, D. Xiaodong, W. Xuewu, Y. Lis // *Energy Reports*. – 2021. – № 7. – P. 2751–2758.
12. Olajire A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges // *Energy*. – 2014. – № 77. – P. 963–982.
13. Husein M. Preparation of nanoscale organosols and hydrosols via the phase transfer route // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2017. – № 19 (12). – P. 1–18.
14. Recent advances and prospects in polymeric nanofluids application for enhanced oil recovery / A.O. Gbadamosi, R. Junin, M.A. Manan, N. Yekeen, A. Agi, J.O. Oseh // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2018. – № 66. – P. 1–19.
15. Wasan D.T., Nikolov A.D. Spreading of nanofluids on solids // *Nature*. – 2003. – № 423. – P. 156–159.
16. NEOR mechanisms and performance analysis in carbonate/sandstone rock coated microfluidic systems / H. Bahraminejad, A.K. Manshad, S. Iglauer, A. Keshavarz // *Fuel*. – 2022. – № 309. – P. 122327. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122327>
17. Enhanced migration of surface-treated nanoparticles in sedimentary rocks / P.E. Rodriguez, M. Roberts, H. Yu, C. Huh, S.L. Bryant // *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers. – New Orleans, Louisiana, 2009.
18. Permeability reduction of soil filters due to physical clogging / L.N. Reddi, X. Ming, M.G. Hajra, I.M. Lee // *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*. – 2000. – № 126 (3). – P. 236–246.
19. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // *Записки Горного института*. – 2022. – № 258. – С. 881–894.
20. Alnarabiji M.S., Husein M.M. Application of bare nanoparticle-based nanofluids in enhanced oil recovery // *Fuel*. – 2020. – № 267. – P. 117262. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117262>
21. Synthesis and surface functionalization of silica nanoparticles for nanomedicine / A. Liberman, N. Mendez, W.C. Trogler, A.C. Kummel // *Surface Science Reports*. – 2014. – № 69 (2). – P. 132–158.
22. Suleimanov B., Ismailov F., Veliyev E. Nanofluid for enhanced oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2011. – № 78 (2). – P. 431–437.
23. Franco C.A., Cortes F.B. Formation damage in oil and gas reservoirs: nanotechnology applications for its inhibition/remediation. – New York: Nova Science Publishers, 2018.
24. Brant J., Lecoanet H., Wiesner M.R. Aggregation and deposition characteristics of fullerene nanoparticles in aqueous systems // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2005. – № 7. – P. 545–553.
25. Factors governing distance of nanoparticle propagation in porous media / F. Caldelas, M. Murphy, C. Huh, S. Bryant // *SPE Production and Operations Symposium*. – Oklahoma City, Oklahoma, USA, 2011.
26. Oil recovery aspects of ZnO/SiO₂ nano-clay in carbonate reservoir / A.K. Manshad, J.A. Ali, O.M. Haghighi, S.M. Sajadi, A. Keshavarz // *Fuel*. – 2022. – № 307. – P. 121927. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121927>
27. Прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта при волновом воздействии / Ц. Чэнчжи, М.А. Гузев, В.В. Поплыгин, А.А. Куницких // *Записки Горного института*. – 2022. – № 258. – С. 998–1007.
28. Application of Janus nanoparticles in enhanced oil recovery processes: current status and future opportunities / Z. Tohidi, A. Teimouri, A. Jafari, R. Gharibshahi, M.R. Omidkhan // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – № 208 (D). – P. 109602. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109602>
29. Aggregation and charging of colloidal silica particles: effect of particle size / M. Kobayashi, F. Juillerat, P. Galletto, P. Bowen, M. Borkovec // *Langmuir*. – 2005. – № 21 (13). – P. 5761–5769.
30. Nanoparticle-stabilized emulsions for applications in enhanced oil recovery / T. Zhang, D. Davidson, S.L. Bryant, C. Huh // *SPE improved oil recovery symposium*. Society of Petroleum Engineers. – Oklahoma, USA, 2010.

31. Mechanisms of TiO₂ nanoparticle transport in porous media: role of solution chemistry, nanoparticle concentration, and flowrate / I. Chowdhury, Y. Hong, R.J. Honda, S.L. Walker // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2011. – № 360 (2). – P. 548–555.
32. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: a review / S. Davoodi, M. Al-Shargabi, D.A. Wood, V.S. Rukavishnikov, K.M. Minaev // *Fuel*. – 2022. – № 324 (B). – P. 124669. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>
33. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media / T. Zhang, M.J. Murphy, H. Yu, H.G. Bagaria, K.Y. Yoon, B.M. Nielson // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – 2013. – № 20 (04). – P. 667–677.
34. Barclay S., Worden R. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields // *Quartz Cementation in Sandstones: Special Publication 29 of the IAS*. – 2009. – № 14. – P. 103–117.
35. Improved mobility of magnetite nanoparticles at high salinity with polymers and surfactants / A.A. Kmetz, M.D. Becker, B.A. Lyon, E. Foster, Z. Xue, K.P. Johnston // *Energy Fuels*. – 2016. – № 30 (3). – P. 1915–1926.
36. Rodríguez K., Araujo M. Temperature and pressure effects on zeta potential values of reservoir minerals // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2006. – № 300 (2). – P. 788–794.
37. Binks B.P. Particles as surfactants – similarities and differences // *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. – 2002. – № 7 (1). – P. 21–41.
38. Corredor L.M., Husein M.M., Maini B.B. A review of polymer nanohybrids for oil recovery // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2019. – № 272. – P. 102018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102018>
39. Кочнев А.А., Козырев Н.Д., Кривошеков С.Н. Оценка влияния неопределенности параметров трещин на динамику технологических показателей разработки турнейско-фаменской залежи нефти месторождения им. Сухарева // *Записки Горного института*. – 2022. – № 258. – С. 1026–1037.
40. Park Y.K., Yoo S.H., Park S. Assembly of highly ordered nanoparticle monolayers at a water/hexane interface // *Langmuir*. – 2007. – № 23 (21). – P. 10505–10510.
41. Directing single-walled carbon nanotubes to self-assemble at water/oil interfaces and facilitate electron transfer / Y. Zhang, Y. Shen, D. Kuehner, S. Wu, Z. Su, S. Ye // *Chemical Communications*. – 2008. – № 36. – P. 4273–4275.
42. Experimental study on electromagnetic-assisted ZnO nanofluid flooding for enhanced oil recovery (EOR) / M. Adil, K. Lee, H.M. Zaid, N.R.A. Latiff, M.S. Alnarabiji // *PLoS ONE*. – 2018. – № 13 (2). – P. 0193518. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0193518>
43. Magnetorheological fluids / G. Bossis, S. Lacis, A. Meunier, O. Volkova // *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*. – 2002. – № 252. – P. 224–228.
44. The effect of nanoparticles on wettability alteration for enhanced oil recovery: micromodel experimental studies and CFD simulation / P. Rostami, M. Sharifi, B. Aminshahidy, J. Fahimpour // *Petroleum Science*. – 2019. – № 16. – P. 859–873.
45. A simple calculation of structural and depletion forces for fluids/suspensions confined in a film / A. Trokhymchuk, D. Henderson, A. Nikolov, D.T. Wasan // *Langmuir*. – 2001. – № 17 (16). – P. 4940–4947.
46. Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: a pore-level investigation / A. Maghzi, S. Mohammadi, M.H. Ghazanfari, R. Kharrat, M. Masihi // *Experimental Thermal and Fluid Science*. – 2017. – № 40. – P. 168–176.
47. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: wettability alteration using zirconium oxide / L. Nwideo, S. Al-Anssari, A. Barifcani, M. Sarmadivaleh, S. Iglaue // *Offshore Technology Conference Asia*. – Perth Western Australia, 2016.
48. Arab D., Kantzas A., Bryant S.L. Nanoparticle stabilized oil in water emulsions: a critical review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – № 163. – P. 217–242.
49. Wang X., Alvarado V. Kaolinite and silica dispersions in low-salinity environments: Impact on a water-in-crude oil emulsion stability // *Energies*. – 2011. – № 4 (10). – P. 1763–1778.
50. Recent advances of characterization techniques for the formation, physical properties and stability of Pickering emulsion / L.E. Low, S.P. Siva, Y.K. Ho, E.S. Chan, B.T. Tey // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2020. – № 277. – P. 102117. DOI: [10.1016/j.cis.2020.102117](https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102117)
51. Inoue K. Functional dendrimers, hyperbranched and star polymers // *Progress in Polymer Science*. – 2000. – № 25 (4). – P. 453–571.
52. Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц оксида кремния на характеристики смачиваемости нефтью горной породы / А.В. Минаков, М.И. Пряхников, Я.Н. Сулемана, В.Д. Мешкова // *Письма в Журнал технической физики*. – 2020. – № 46 (24). – С. 30–32.
53. Применение наносuspension для увеличения нефтеотдачи / А.В. Минаков, В.Я. Рудяк, М.И. Пряхников, Д.В. Гузей, В.А. Жигарев, Д.В. Платонов, Е.И. Михиенкова // *Нефть. Газ. Новации*. – 2021. – № 3. – С. 17–20.
54. Применение микро- и наножидкостных технологий в задачах увеличения нефтеотдачи / А.В. Минаков, М.И. Пряхников, А.И. Пряхников, А.С. Якимов, И.А. Денисов, А.С. Лобасов, И.В. Немцев, В.Я. Рудяк // *Нефть. Газ. Новации*. – 2022. – № 2. – С. 68–73.
55. Liu Y., Lai N. Synthesis and properties of branched polymer based on modified chitosan for enhanced oil recovery // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – № 267 (2). – P. 022038. DOI: [10.1088/1755-1315/267/2/022038](https://doi.org/10.1088/1755-1315/267/2/022038)
56. Star-like hydrophobically associative polyacrylamide for enhanced oil recovery: comprehensive properties in harsh reservoir conditions / R. Liu, W. Pu, J.J. Sheng, D. Du // *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*. – 2017. – № 80. – P. 639–649.
57. A study of alkali-silica nanoparticle-polymer (ANP) flooding for enhancing heavy oil recovery / Y. Gong, W. Huang, J. Zou, X. Zhong, L. Wang, D. Kang, Z. Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – № 213. – P. 110465. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110465>
58. Development of the automated temperature control system of the main gas pipeline / V. Fetisov, Y.V. Ilyushin, G.G. Vasiliev et al. // *Scientific Reports*. – 2023. – № 13. – P. 3092. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-29570-4>

59. Technical and economic assessment of energy efficiency of electrification of hydrocarbon production facilities in underdeveloped areas / O. Marinina, A. Nechitailo, G. Stroykov, A. Tsvetkova, E. Reshneva, L. Turovskaya // *Sustainability*. – 2023. – № 15. – P. 9614. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15129614>
60. Ilkhani M., Bayat A.E., Harati S. Applicability of methane foam stabilized via Nanoparticles for enhanced oil recovery from carbonate porous media at various temperatures // *Journal of Molecular Liquids*. – 2022. – № 367 (B). – P. 120576. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.molliq.2022.120576>

Информация об авторах

Елизавета Сергеевна Андреева, магистрант кафедры разработки и эксплуатации углеводородных месторождений и кафедры отраслевой экономики Санкт-Петербургского горного университета, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Василеостровский район, 21-я линия, 2. andreeva.eliz4@yandex.ru. <https://orcid.org/0009-0006-2781-3863>

Оксана Анатольевна Маринина, кандидат экономических наук, доцент, заведующая кафедрой отраслевой экономики Санкт-Петербургского горного университета, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Василеостровский район, 21-я линия, 2. Marinina_OA@pers.spmi.ru. <https://orcid.org/0000-0002-7950-197X>

Людмила Григорьевна Туровская, кандидат технических наук, доцент кафедры отраслевой экономики Санкт-Петербургского горного университета, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Василеостровский район, 21-я линия, 2. turovskaya.ludmila@yandex.ru. <https://orcid.org/0000-0002-0525-0792>

Поступила в редакцию: 26.09.2023

Поступила после рецензирования: 07.11.2023

Принята к публикации: 31.05.2024

REFERENCES

1. Ilyushin Y.V. Development of a process control system for the production of high-paraffin oil. *Energies*, 2022, no. 15, pp. 6462. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15176462>
2. Marinina O., Tsvetkova A., Vasilev Y., Komendantova N., Parfenova A. Evaluating the downstream development strategy of oil companies: the case of Rosneft. *Resources*, 2022, vol. 11, no. 4. DOI: <https://doi.org/10.3390/resources11010004>
3. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Development of a pumping-ejector system for the implementation of a water-gas effect on the reservoir using associated petroleum gas from the annular spaces of producing wells. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 254, pp. 191–201. (In Russ.)
4. Shagiakhmetov A.M., Yushchenko S. Substantiation of in situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs. *Energies*, 2022, no. 15, pp. 1–13.
5. Korolev M.I., Rogachev M.K., Tananykhin D.S. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants. *Journal of Applied Engineering Science*, 2020, no. 1, pp. 147–156.
6. Tananykhin D.S., Grigoriev M.B., Simonova E.V., Korolev M.I., Stetsyuk I.A., Farrakhov L.A. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: prepack sand retention testing results. *Energies*, 2023, no. 16, pp. 24–38.
7. Raupov I.R., Rogachev M.K., Sytnik A. Design of a Polymer Composition for the Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs. *Energies*, 2023, no. 515, pp. 1–18.
8. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. Algorithm of retrospective analysis on identification and localization of residual reserves of the developed multi-layer oil field. *Geo resources*, 2022, no. 3, pp. 125–138. (In Russ.)
9. Taber J.J. Technical screening guides for the enhanced recovery of oil. *SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers*. San Francisco, 1983.
10. Negin C., Ali S., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 2017, no. 3 (2), pp. 197–211.
11. Raupov I.R., Zhenzhen W., Shanyu Z., Xiaodong D., Xuewu W., Lis Y. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 2021, no. 7, pp. 2751–2758.
12. Olajire A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges. *Energy*, 2014, no. 77, pp. 963–982.
13. Husein M. Preparation of nanoscale organosols and hydrosols via the phase transfer route. *Journal of Nanoparticle Research*, 2017, no. 19 (12), pp. 1–18.
14. Gbadamosi A.O., Junin R., Manan M.A., Yekeen N., Agi A., Oseh J.O. Recent advances and prospects in polymeric nanofluids application for enhanced oil recovery. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, no. 66, pp. 1–19.
15. Wasan D.T., Nikolov A.D. Spreading of nanofluids on solids. *Nature*, 2003, no. 423, pp. 156–159.
16. Bahraminejad H., Manshad A.K., Iglauer S., Keshavarz A. NEOR mechanisms and performance analysis in carbonate/sandstone rock coated microfluidic systems. *Fuel*, 2022, no. 309, pp. 122327. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122327>
17. Rodriguez P.E., Roberts M., Yu H., Huh C., Bryant S.L. Enhanced migration of surface-treated nanoparticles in sedimentary rocks. *SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers*. New Orleans, Louisiana, 2009.
18. Reddi L.N., Ming X., Hajra M.G., Lee I.M. Permeability reduction of soil filters due to physical clogging. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2000, no. 126 (3), pp. 236–246.

19. Mordashov D.V., Bondarenko A.V., Raupov I.R. Method of calculation of technological parameters of injection of non-Newtonian liquids into an oil well during underground repair. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 258, pp. 881–894. (In Russ.)
20. Alnarabiji M.S., Husein M.M. Application of bare nanoparticle-based nanofluids in enhanced oil recovery. *Fuel*, 2020, no. 267, pp. 117262. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117262>
21. Liberman A., Mendez N., Troglor W.C., Kummel A.C. Synthesis and surface functionalization of silica nanoparticles for nanomedicine. *Surface Science Reports*, 2014, no. 69 (2), pp. 132–158.
22. Suleimanov B., Ismailov F., Veliyev E. Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, no. 78 (2), pp. 431–437.
23. Franco C.A., Cortes F.B. *Formation damage in oil and gas reservoirs: nanotechnology applications for its inhibition/remediation*. New York, Nova Science Publishers, 2018. 345 p.
24. Brant J., Lecoanet H., Wiesner M.R. Aggregation and deposition characteristics of fullerene nanoparticles in aqueous systems. *Journal of Nanoparticle Research*, 2005, no. 7, pp. 545–553.
25. Caldelas F., Murphy M., Huh C., Bryant S. Factors governing distance of nanoparticle propagation in porous media. *SPE Production and Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 2011.
26. Manshad A.K., Ali J.A., Haghighi O.M., Sajadi S.M., Keshavarz A. Oil recovery aspects of ZnO/SiO₂ nano-clay in carbonate reservoir. *Fuel*, 2022, no. 307, pp. 121927. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121927>
27. Chengzhi Ts., Guzev M.A., Poplygin V.V., Kunitsky A.A. Forecasting the permeability of the bottom-hole zone of the formation under wave action. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 258, pp. 998–1007. (In Russ.)
28. Tohidi Z., Teimouri A., Jafari A., Gharibshahi R., Omidkhah M.R. Application of Janus nanoparticles in enhanced oil recovery processes: current status and future opportunities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, no. 208 (D), pp. 109602. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109602>
29. Kobayashi M., Juillerat F., Galletto P., Bowen P., Borkovec M. Aggregation and charging of colloidal silica particles: effect of particle size. *Langmuir*, 2005, no. 21 (13), pp. 5761–5769.
30. Zhang T., Davidson D., Bryant S.L., Huh C. Nanoparticle-stabilized emulsions for applications in enhanced oil recovery. *SPE improved oil recovery symposium*. Society of Petroleum Engineers. Oklahoma, USA, 2010.
31. Chowdhury I., Hong Y., Honda R.J., Walker S.L. Mechanisms of TiO₂ nanoparticle transport in porous media: role of solution chemistry, nanoparticle concentration, and flowrate. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2011, no. 360 (2), pp. 548–555.
32. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: a review. *Fuel*, 2022, no. 324 (B), pp. 124669. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124669>
33. Zhang T., Murphy M.J., Yu H., Bagaria H.G., Yoon K.Y., Nielson B.M. Investigation of nanoparticle adsorption during transport in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2013, no. 20 (04), pp. 667–677.
34. Barclay S., Worden R. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields. *Quartz Cementation in Sandstones: Special Publication 29 of the IAS*, 2009, no. 14, pp. 103–117.
35. Kmetz A.A., Becker M.D., Lyon B.A., Foster E., Xue Z., Johnston K.P. Improved mobility of magnetite nanoparticles at high salinity with polymers and surfactants. *Energy Fuels*, 2016, no. 30 (3), pp. 1915–1926.
36. Rodríguez K., Araujo M. Temperature and pressure effects on zeta potential values of reservoir minerals. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2006, no. 300 (2), pp. 788–794.
37. Binks B.P. Particles as surfactants – similarities and differences. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2002, no. 7 (1), pp. 21–41.
38. Corredor L.M., Husein M.M., Maini B.B. A review of polymer nanohybrids for oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2019, no. 272, pp. 102018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102018>
39. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Krivoshchekov S.N. Assessment of the influence of uncertainty of crack parameters on the dynamics of technological indicators of the development of the Tournaisko-Famenskaya oil deposit of the field. Sukhareva. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 258, pp. 1026–1037. (In Russ.)
40. Park Y.K., Yoo S.H., Park S. Assembly of highly ordered nanoparticle monolayers at a water/hexane interface. *Langmuir*, 2007, no. 23 (21), pp. 10505–10510.
41. Zhang Y., Shen Y., Kuehner D., Wu S., Su Z., Ye S. Directing single-walled carbon nanotubes to self-assemble at water/oil interfaces and facilitate electron transfer. *Chemical Communications*, 2008, no. 36, pp. 4273–4275.
42. Adil M., Lee K., Zaid H.M., Latiff N.R.A., Alnarabiji M.S. Experimental study on electromagnetic-assisted ZnO nanofluid flooding for enhanced oil recovery (EOR). *PLoS ONE*, 2018, no. 13 (2), pp. 193518. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0193518>
43. Bossis G., Lacis S., Meunier A., Volkova O. Magnetorheological fluids. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, 2002, no. 252, pp. 224–228.
44. Rostami P., Sharifi M., Aminshahidy B., Fahimpour J. The effect of nanoparticles on wettability alteration for enhanced oil recovery: micromodel experimental studies and CFD simulation. *Petroleum Science*, 2019, no. 16, pp. 859–873.
45. Trokhymchuk A., Henderson D., Nikolov A., Wasan D.T. A simple calculation of structural and depletion forces for fluids/suspensions confined in a film. *Langmuir*, 2001, no. 17 (16), pp. 4940–4947.
46. Maghzi A., Mohammadi S., Ghazanfari M.H., Kharrat R., Masihi M. Monitoring wettability alteration by silica nanoparticles during water flooding to heavy oils in five-spot systems: a pore-level investigation. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 2017, no. 40, pp. 168–176.
47. Nwidee L., Al-Ansari S., Barifcani A., Sarmadivaleh M., Iglauer S. Nanofluids for enhanced oil recovery processes: wettability alteration using zirconium oxide. *Offshore Technology Conference Asia*. Perth Western Australia, 2016.
48. Arab D., Kantzas A., Bryant S.L. Nanoparticle stabilized oil in water emulsions: a critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 163, pp. 217–242.

49. Wang X., Alvarado V. Kaolinite and silica dispersions in low-salinity environments: Impact on a water-in-crude oil emulsion stability. *Energies*, 2011, no. 4 (10), pp. 1763–1778.
50. Low L.E., Siva S.P., Ho Y.K., Chan E.S., Tey B.T. Recent advances of characterization techniques for the formation, physical properties and stability of Pickering emulsion. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, no. 277, pp. 102117. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102117
51. Inoue K. Functional dendrimers, hyperbranched and star polymers. *Progress in Polymer Science*, 2000, no. 25 (4), pp. 453–571.
52. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Suleimana Ya.N., Meshkova V.D. Experimental study of the effect of the addition of silicon oxide nanoparticles on the characteristics of oil wettability of rock. *Letters to the Journal of Technical Physics*, 2020, no. 46 (24), pp. 30–32. (In Russ.)
53. Minakov A.V., Rudyak V.Ya., Pryazhnikov M.I., Guzey D.V., Zhigarev V.A., Platonov D.V., Mikheenkova E.I. Application of nanosuspensions to increase oil recovery. *Oil. Gas. Innovations*, 2021, no. 3, pp. 17–20. (In Russ.)
54. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Pryazhnikov A.I., Yakimov A.S., Denisov I.A., Lobasov A.S., Nemtsev I.V. Rudyak V.Ya. Application of micro- and nanofluidic technologies in the tasks of increasing oil recovery. *Oil. Gas. Innovations*, 2022, no. 2, pp. 68–73. (In Russ.)
55. Liu Y., Lai N. Synthesis and Properties of Branched Polymer Based on Modified Chitosan for Enhanced Oil Recovery. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, no. 267 (2), pp. 22038. DOI 10.1088/1755-1315/267/2/022038
56. Liu R., Pu W., Sheng J.J., Du D. Star-like hydrophobically associative polyacrylamide for enhanced oil recovery: comprehensive properties in harsh reservoir conditions. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 2017, no. 80, pp. 639–649.
57. Gong Y., Huang W., Zou J., Zhong X., Wang L., Kang D., Zhang Z. A study of alkali-silica nanoparticle-polymer (ANP) flooding for enhancing heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, no. 213, pp. 110465. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110465>
58. Fetisov V., Ilyushin Y.V., Vasiliev G.G. Development of the automated temperature control system of the main gas pipeline. *Scientific Reports*, 2023, no. 13, pp. 3092. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-29570-4>
59. Marinina O., Nechitailo A., Stroykov G., Tsvetkova A., Reshneva E., Turovskaya L. Technical and economic assessment of energy efficiency of electrification of hydrocarbon production facilities in underdeveloped areas. *Sustainability*, 2023, no. 15, pp. 9614. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15129614>
60. Ilkhani M., Bayat A.E., Harati S. Applicability of methane foam stabilized via Nanoparticles for enhanced oil recovery from carbonate porous media at various temperatures. *Journal of Molecular Liquids*, 2022, no. 367(B), pp. 120576. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.molliq.2022.120576>

Information about the authors

Elizaveta S. Andreeva, Master's Student, St. Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasileostrovsky district, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. andreeva.eliz4@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0006-2781-3863>

Oksana A. Marinina, Cand. Sc., Associate Professor, Head of the Industrial Economics Department, St. Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasileostrovsky district, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. Marinina_OA@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7950-197X>

Lyudmila G. Turovskaya, Cand. Sc., Associate Professor, St. Petersburg Mining University, 2, 21st line, Vasileostrovsky district, St. Petersburg, 199106, Russian Federation. turovsckaya.ludmila@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0525-0792>

Received: 26.09.2023

Revised: 07.11.2023

Accepted: 31.05.2024