

Физико-химические механизмы вытеснения нефти методом нанозаводнения

Еремин Н.А.¹, Капшунова С.В.²

¹Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Россия, Москва;

²Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Россия, Москва
ermn@mail.ru

Аннотация

В данной работе рассмотрены физико-химические механизмы вытеснения нефти водными растворами наноагентов. В статье проводится анализ данных вопросов и определяются основные направления по их решению. Наночастицы могут повышать нефтеотдачу за счет улучшения свойств закачиваемой жидкости, а именно — повышения ее вязкости, плотности, снижения поверхностного натяжения и улучшения эмульгирования. При нанозаводнении происходит изменение характеристик матрицы горной породы: в частности, в лучшую сторону изменяется ее смачиваемость и коэффициент теплопередачи. Описаны физико-химические механизмы вытеснения нефти наноагентами. Раскрыто влияние процесса адсорбции на эффективность вытеснения.

Материалы и методы

Влияние наночастиц на вытеснение нефти исследовалось при изучении зарубежных научных работ.

Ключевые слова

нанозаводнение, наноагенты, методы увеличения нефтеотдачи, наноМУН, расклинивающее давление, поверхностное натяжение, краевой угол смачивания, закупоривание поровых каналов, адсорбция, нанокапсулы

Научная статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания, номер гос. рег. № НИОКТР в РОСРИД 122022800270-0.

Для цитирования

Еремин Н.А., Капшунова С.В. Физико-химические механизмы вытеснения нефти методом нанозаводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 80–84. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-80-84

Поступила в редакцию: 01.07.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Physical and chemical mechanisms of oil displacement during nanofloods

Eremin N.A.¹, Kapshunova S.V.²

¹Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia; ²Gubkin University, Moscow, Russia
ermn@mail.ru

Abstract

In this paper the physical and chemical mechanisms of oil displacement by aqueous solutions of nanoagents are considered. The article analyzes these issues and determines the main directions for their solution. Nanoparticles can increase oil recovery by improving the properties of the injected fluid, namely, increasing its viscosity, density, reducing surface tension and improving emulsification. Nanoflooding changes the characteristics of the rock matrix, in particular, its wettability and heat transfer coefficient change for the better. Physico-chemical mechanisms of oil displacement by nanoagents are described. The influence of adsorption process on displacement efficiency is revealed.

Materials and methods

The effect of nanoparticles on oil displacement was investigated by studying foreign scientific papers.

Keywords

nanoflooding, nanoagents, methods of oil recovery enhancement, nano-MOOS, wedging pressure, surface tension, edge wetting angle, pore channel plugging, adsorption, nanocapsules

For citation

Eremin N.A., Kapshunova S.V. Physical and chemical mechanisms of oil displacement during nanofloods. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 80–84. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-80-84

Received: 01.07.2024

Введение

Большое количество геологических процессов происходит на нано- и микроуровне. В связи с этим растет интерес к наноагентам вытеснения нефти. Нефтегазовые нанотехнологии включают в себя нанозаводнение, нанесение нанопокровов и создание функциональных систем на атомно-молекулярном уровне. Нефтегазовые нанотехнологии сочетают в себе элементы геологии, механики пористых сред, физики и химии с инженерными разработками, чтобы использовать возможности уникальных свойств наночастиц, проявляющихся на наноуровне [1]. Одним из практических примеров нанотехнологий является использование углеродных нанотрубок для транспортировки наноагентов непосредственно к фронту вытеснения или остаточным цефикам нефти на разрабатываемых месторождениях. Углеродные нанотрубки обладают стабильной структурой и представляют собой своего рода контейнер для транспортировки наноагентов в пористом пространстве горных пород к определенному месту в пласте. Сенсорные наноагенты в углеродных нанотрубках могут служить как для мониторинга положения фронта вытеснения, так и для повышения эффективности извлечения нефти. Сенсорными наноагентами вытеснения можно управлять в низкочастотном диапазоне с поверхности — в так называемом цикле мониторинга и вытеснения [21]. Цикл мониторинга и вытеснения предполагает управление активацией наноагента в определенной зоне пласта с фиксацией времени закачки наноагента в пласт. Физико-химические процессы, связанные с перераспределением веществ между различными частями неоднородной пластовой системы, называются сорбцией. Сорбция (от лат. sorbio — сгущать) — это изменение, как правило, увеличение концентрации компонента либо на границе раздела фаз, называемое адсорбцией, либо в объеме одной из фаз, называемое абсорбцией [2]. Твердое тело, на поверхности которого происходит адсорбция, называется адсорбентом, а адсорбируемое вещество — адсорбатом. Наноразмерные сенсоры, встроенные

непосредственно в лабораторное, подземное или поверхностное нефтегазовое оборудование, позволяют мониторить процессы вытеснения, добычи и подготовки продукции. Специалисты компании «Сауди Арамко» используют наноагенты для выявления межфазных контактов, местоположения фронтов вытеснения и контурирования зон остаточной нефти. Стандартным методом исследования эффективности вытесняющих композиций с содержанием поверхностно-активных веществ, полимеров и наночастиц является папосеге flood эксперимент (лабораторное исследование процессов вытеснения нефти наноагентами на образцах ядра или искусственных пористых сред), в процессе которого нагнетается вытесняющая жидкость в смесь «сырая нефть/порода» и фиксируется количество вытесненной нефти в зависимости от давления и температуры среды [3,4] (рис. 1).

В исследовании [4] использовали микромоделли прозрачного стекла с пористостью 44 % и проницаемостью 25 Д. Было показано, что наноагенты 0,1 масс. %

позволяли снизить остаточную нефтенасыщенность. При движении наноагентов в пористой среде существуют механизмы, которые могут привести к снижению концентрации дисперсных наночастиц. Основной причиной удержания наночастиц в пористой среде является прилипание к стенкам пор и закупорка их устьев. Закупоривание поровых каналов наноагентами благоприятно сказывается на нефтеотдаче [15–17]. Был проведен ряд экспериментов, чтобы изучить, как изменяются значения поверхностного натяжения между нефтью и различными наноагентами [22]. Закачка наночастиц в виде диоксида кремния сильно влияет на межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода (рис. 2а). Для выявления влияния на величину поверхностного натяжения различных видов наночастиц были проведены исследования с наноагентами оксида кремния и оксида алюминия при разных температурах и при атмосферном давлении. Было выявлено, что наноагент SiO_2 имеет более низкое значение межфазного натяжения по сравнению с наноагентом Al_2O_3 (рис. 2б).

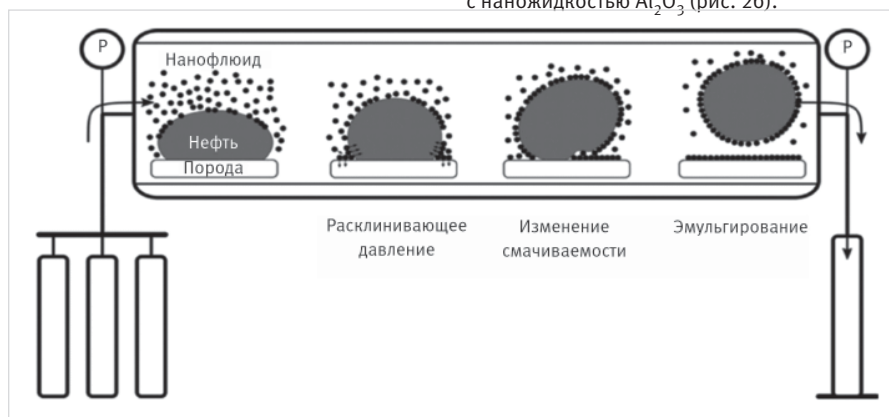


Рис. 1. Принципиальная схема проведения эксперимента по вытеснению нефти наночастицами на искусственных пористых средах папосеге flood и основные механизмы воздействия наноагентов на систему пласт/нефть

Fig. 1. Principal scheme of the experiment on oil displacement by nanoparticles on artificial porous media "nanocoreflood" and the main mechanisms of nanoagents impact on the reservoir/oil system

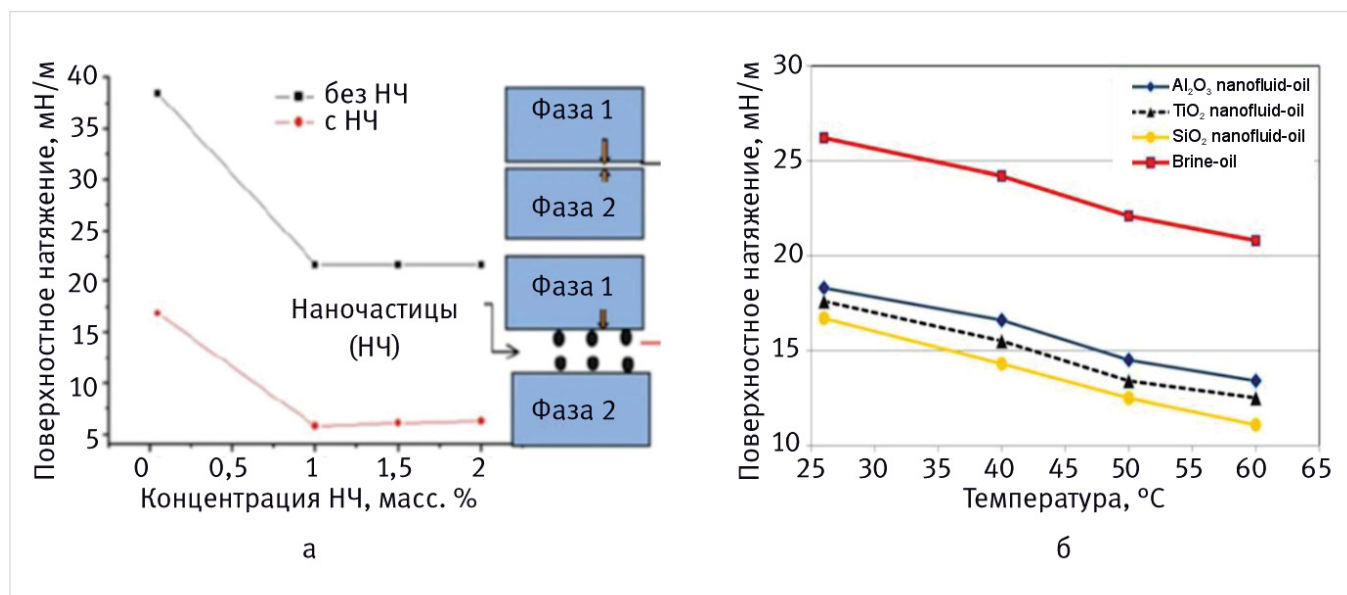


Рис. 2. Межфазное натяжение: а — между двумя жидкими фазами в присутствии и отсутствии наночастиц, б — на границе нефть-вода при разных температурах и при атмосферном давлении

Fig. 2. Interfacial tension: а — between two liquid phases in the presence and absence of nanoparticles, б — at the oil-water interface at different temperatures and at atmospheric pressure

Были проведены исследования по изучению характеристик смачивания породы в зависимости от различных видов наножидкостей (образец породы песчаника был преимущественно нефтенасыщенным). Графики смачиваемости для всех образцов представлены на рисунке 3а. Дистиллированная вода уменьшила угол смачивания со 120 до 92°, что указывает на среднюю степень смачиваемости поверхности породы. Наножидкость SiO₂ снизила контактный угол до 60 со 118°, указывая, что поверхность породы предпочтительно является смачиваемой водой. Раствор поверхностно-активного вещества изменил угол контакта со 105 до 17°, указывая на то, что поверхность породы преимущественно является смачиваемой водой. Значение угла контакта уменьшилось со 100,2 до 16,2° для суспензии поверхностно-активного вещества и наножидкости SiO₂ (1 500 ppm + 800 ppm) [18–20]. Результаты показывают, что присутствие наночастиц SiO₂ в растворе поверхностно-активного вещества обеспечивает в целом лучшие характеристики смачиваемости. Присутствие наночастиц SiO₂ может влиять на сильные физико-химические взаимодействия, которые происходят на границах раздела жидкость — твердое тело, что приводит к благоприятному изменению смачиваемости для добычи нефти. В многих исследованиях сосредоточились на выявлении диапазонов концентраций наночастиц и их влияния на изменение смачиваемости [5–7, 12]. Большинство исследований показало, что с увеличением концентрации наночастиц смачиваемость породы улучшается в результате действия сил отталкивания. Другие же исследования, напротив, свидетельствуют о том, что чрезмерные концентрации могут привести к закупорке пор и увеличению эксплуатационных расходов [10, 20]. Поэтому предпочтительна идеальная концентрация для регулирования

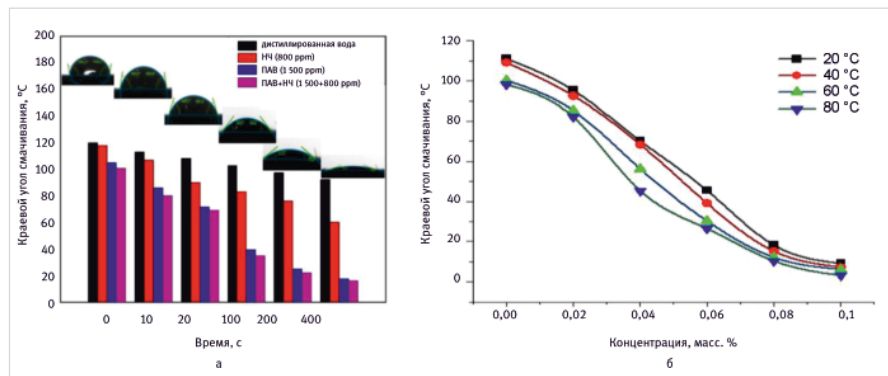


Рис. 3. Угол смачивания: а — угол смачивания различных образцов дистиллированной воды, НЧ (800 ppm), ПАВ (1 500 ppm) и ПАВ+НЧ (1 500 ppm + 800 ppm), б — влияние концентрации наночастиц диоксида кремния на угол смачивания
 Fig. 3. Wetting angle: а – wetting angle of different samples of distilled water, NPs (800 ppm), surfactant (1 500 ppm) and surfactant+NPs (1 500 ppm + 800 ppm), б – effect of silica nanoparticles concentration on wetting angle

смачиваемости. Результаты показывают, что увеличение концентрации наночастиц приводит к последовательному снижению угла смачивания при всех температурах. Идеальная концентрация составляет 0,1 весового процента, как показано на рисунке 3б. Большинство измеренных значений угла смачивания падает ниже 70°, что является убедительным доказательством того, что наночастицы могут эффективно изменять смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную.

Для повышения эффективности извлечения успешно использовались полимеры в качестве агента, контролирующего вязкость [8, 9]. В пластах с высокими температурами, давлениями и солёностью полимерные жидкости могут разлагаться, что снижает их вязкость и эффективность вытеснения. Использование наночастиц позволяет повысить

вязкость вытесняющей жидкости без снижения стабильности. В работе [13] было исследовано влияние дисперсий наночастиц кремнезема на вытеснение нефти полимерами при различной минерализации флюидов. Добавление наночастиц кремнезема в раствор позволило повысить устойчивость и показало большую эффективность по сравнению с водным и полимерным (без наночастиц) вытеснением. Проводилось исследование, где изучали зависимость вязкости закачиваемых растворов от концентрации наночастиц (рис. 4а). Как видно из этого рисунка, результаты измерений вязкости показали, что увеличение концентрации наночастиц увеличивает вязкость раствора полиакриламида при всех солёностях и концентрациях полимера [11]. Во время каждого испытания при нанозаводнении делались микроснимки высокого

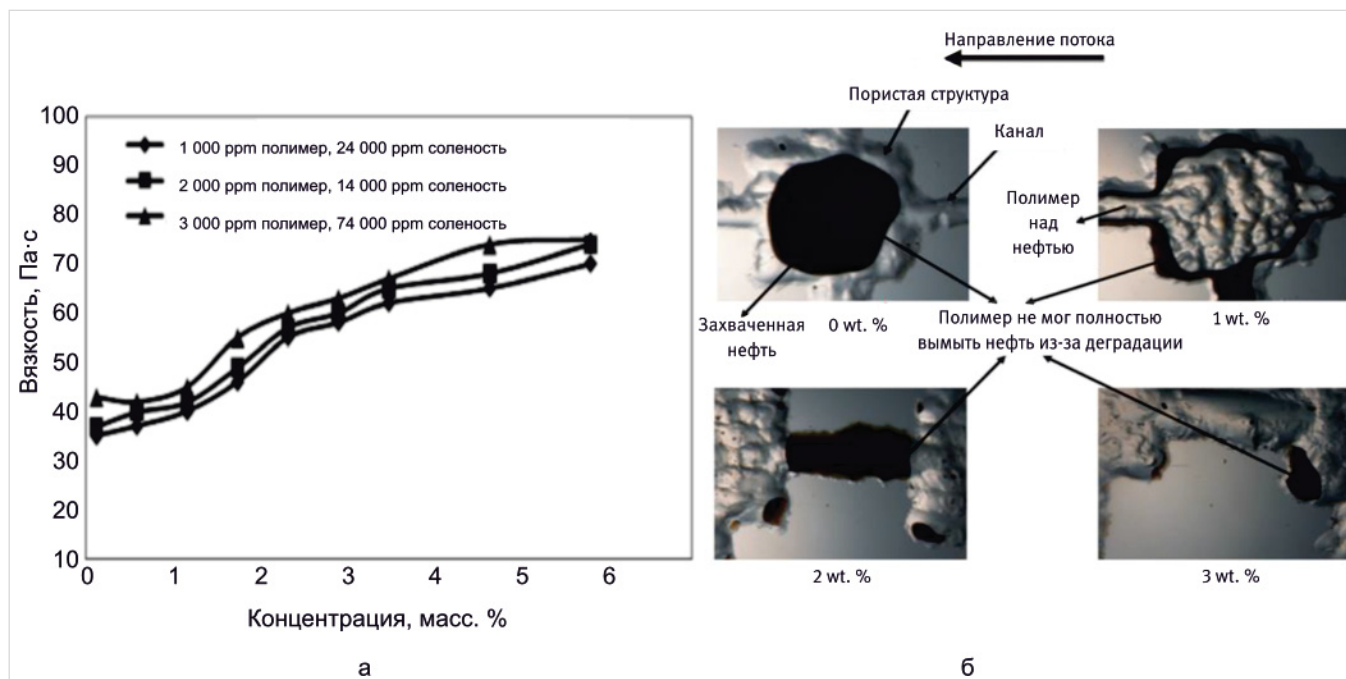


Рис. 4. Влияние наночастиц на полимерное заводнение: а — зависимость вязкости растворов полимеров при различных солёностях и концентрациях полимера от концентрации наночастиц кремнезема, б — распределение остаточной нефти и раствора полимера в масштабе пор при полимерном заводнении с использованием полимерного раствора с концентрацией 1 000 ppm и солёностью 24 000 ppm для различных значений концентраций наночастиц кремнезема
 Fig. 4. Effect of nanoparticles on polymer flooding: а – dependence of viscosity of polymer solutions at different salinities and polymer concentrations on the concentration of silica nanoparticles, б – distribution of residual oil and polymer solution in the scale of pores during polymer flooding using polymer solution with concentration of 1 000 ppm and salinity of 24 000 ppm for different values of silica nanoparticles concentration

разрешения, чтобы визуализировать распределение жидкости в порах и каналах. На всех этих микроснимках наблюдается увеличение эффективности межпорового перемещения за счет увеличения концентрации наночастиц. На рисунке 4б показано, что захваченная нефть максимальна по объему.

Заключение

Основными факторами, определяющими механизм нефтеотдачи при нанозаводнении, являются: изменение смачиваемости пород коллектора, уменьшение межфазного натяжения и закупоривание поровых каналов. Смачиваемость характеризуется углом смачивания, который при воздействии нанодисперсии способен измениться в более чем 2 раза. При этом основной причиной изменения угла смачивания является расклинивающее давление, которое начинает увеличиваться при внедрении наночастиц между поверхностью породы и нефтяной фазой. Снижение поверхностного натяжения приводит к уменьшению капиллярного давления в порах. Данный механизм из-за существенного изменения угла смачивания может рассматриваться как один из основных параметров, влияющих на увеличение нефтеотдачи. Снижение межфазного натяжения происходит из-за уменьшения свободной поверхностной энергии, которая зависит от площади интегрирования. Это сопровождается разделением больших капель на маленькие, что облегчает их миграцию через пористую среду. Основным механизмом является *log jamming* — временное закупоривание поровых каналов. Данный процесс начинается с образования конгломератов наночастиц, которые со временем превращаются в «пробку», забивая устье порового канала. При этом происходит перенаправление потока жидкости, тем самым вытесняется нефть из ранее недоступных частей каналов.

Итоги

Таким образом, изменение смачиваемости пород, уменьшение межфазного натяжения на границе нефть-вода, контроль коэффициента подвижности и временное закупоривание поровых каналов — основные факторы, повышающие нефтеотдачу при реализации комбинированного метода полимерного заводнения.

Смачиваемость характеризуется углом смачивания, который при воздействии наножидкости способен измениться в более чем 2 раза. При этом основной причиной изменения угла смачивания является расклинивающее давление, которое начинает увеличиваться при внедрении наночастиц между поверхностью породы и нефтяной фазой. Также снижение поверхностного натяжения приводит к уменьшению капиллярного давления в порах. Данный механизм из-за существенного изменения угла смачивания может рассматриваться как один из основных параметров, влияющих на увеличение нефтеотдачи. Снижение межфазного натяжения происходит из-за уменьшения свободной

поверхностной энергии, которая зависит от площади интегрирования. Это сопровождается разделением больших капель на маленькие, что облегчает их миграцию через пористую среду. Основным механизмом является *log jamming* — временное закупоривание поровых каналов. Данный процесс начинается с образования конгломератов наночастиц, которые со временем превращаются в «пробку», забивая устье порового канала. При этом происходит перенаправление потока жидкости, тем самым вытесняется нефть из ранее недоступных частей каналов.

Выводы

Таким образом, использование наночастиц способствует увеличению значений капиллярного давления и извлечению нефти за счет повышения величины смачиваемости и в карбонатных коллекторах. В целом нанотехнологии могут использоваться для повышения нефтеотдачи пластов. Несмотря на то что будущее нанотехнологий еще полностью не изучено, они произведут революцию в нефтяной промышленности.

Литература

1. El-Diasty A., Khattab H., Tantawy M. Application of nanofluid injection for enhanced oil recovery (EOR). *Journal of University of Shanghai for Science and Technology*, 2021, Vol. 28, issue 8, P. 751–755. (In Eng).
2. Bera A., Babadagli T. Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: a review. *Applied Energy*, 2015, Vol. 51, P. 206–226. (In Eng).
3. Emadi S., Shadizadeh S.R., Manshad A.K., Rahimi A.M., Mohammadi A.H. Effect of nano silica particles on Interfacial Tension (IFT) and mobility control of natural surfactant (Cedr Extraction) solution in enhanced oil recovery process by nano – surfactant flooding. *Journal of molecular liquids*, 2022, Vol. 248, P. 163–167. (In Eng).
4. Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 111, P. 128–138. (In Eng).
5. Jahanbin A., Semprini G., Pulvirenti B. Performance evaluation of U-tube borehole heat exchangers employing nanofluids as the heat carrier fluid. *Applied Thermal Engineering*, 2022, Vol. 212, 118625. (In Eng).
6. John M.F., Olabode O.A., Egeonu G.I., Ojo T. Enhanced oil recovery of medium crude oil (310 Api) using nanoparticles and polymer. *Journal of applied engineering research*, Vol. 12, issue 19, P. 8425–8435. (In Eng).
7. Joshi D., Maurya N.K., Kumar N., Mandal A. Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, Vol. 216, 110791. (In Eng).
8. Kewen Li, Dan Wang, Shanshan Jiang. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2018, Vol. 73, P. 37. (In Eng).
9. Коскин А.П., Попов С.А., Щербашина А.В. Разработка составов и исследование теплопроводящих свойств наносuspensions с содержанием оксида цинка // Доклады

- АН ВШ РФ. 2019. № 2. С. 7–15.
10. Lam U.T. et al. Processing of iron oxide nanoparticles by supercritical fluids // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2008. Т. 47. № 3. С. 599–614.
11. Li K., Hou B., Wang L., Cui Y. Application of carbon nanocatalysts in upgrading heavy crude oil assisted with microwave heating. *Nano Letters*, Vol. 14, issue 6, P. 3002–3008. (In Eng).
12. Maghzi A., Kharrat R., Mohebbi A., Ghazanfari M.H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, Vol. 123, P. 123–132. (In Eng).
13. Mohindroo J.J., Garg U.K., Sharma A.K. Optical properties of stabilized copper nanoparticles. *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1728, issue 1, 020534. (In Eng).
14. Adil M., Mohd Zaid H., Raza F., Agam M.A. Experimental evaluation of oil recovery mechanism using a variety of surface-modified silica nanoparticles: Role of in-situ surface- modification in oil-wet system. *PLoS ONE*, 2020. Vol. 15, e0236837, 24 p. (In Eng).
15. Ramsden D.K., McKay K. Degradation of polyacrylamide in aqueous solution induced by chemically generated hydroxyl radicals: Part I-Fenton's reagent. *Polymer Degradation and Stability*, 1986, Vol. 14, issue 3, P. 217–229. (In Eng).
16. Saleh T.A. *Nanotechnology in oil and gas industries: principles and applications*. Springer, 2018, 338 p.
17. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 119, P. 210–220. (In Eng).
18. Tinoala H. Udoh. Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process. *Scientific African*, 2021, Vol. 13, e00873, P. 21. (In Eng).
19. Yakasai F., Mohd Z. Jaafar, Mohd A. Sidek S. Bandyopadhyay A. Agi, Eugene N. Ngouangna. Co-precipitation and grafting of (3-Aminopropyl) triethoxysilane on Ferro nanoparticles to enhance oil recovery mechanisms at reservoir conditions. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, Vol. 371, 121007. (In Eng).
20. Yutaro K., Ayae G., Daisuke I., Satoru M., Hirotake K., Takahiro O. First Nanoparticle-Based EOR Nano-EOR Project in Japan: laboratory experiments for a field pilot test. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Virtual, April 2022, SPE-209467-MS. (In Eng).
21. Uma Sankar Behera, Jitendra Sangwai. Interaction of nanoparticles with reservoir fluids and rocks for enhanced oil recovery. *Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering*, 2020, P. 299–328. (In Eng).
22. Лесин В.И., Еремин Н.А. Природные и синтезированные наноразмерные окислы железа — нанороботы в процессах управления с помощью магнитного поля извлечением, транспортировкой, подготовкой и переработкой нефти // *Нефть. Газ. Новации*. 2018. № 1. С. 29–33.

Results

Thus, changes in rock wettability, reduction of interfacial tension at the oil-water inter-face, control of the mobility coefficient and temporary plugging of pore channels are the main factors that increase oil recovery when implementing the combined method of polymer flood-ing.

Wettability is characterized by the wetting angle, which can change more than 2 times under the influence of nanofluid. The main reason for the change in the wetting angle is the wedging pressure, which begins to increase when nanoparticles are introduced between the rock surface and the oil phase. Also decrease in surface tension leads to decrease in capillary pressure in pores. This mechanism, due to a significant change in the wetting angle, can be considered as one of the main parameters affecting the increase in oil recovery. Decrease of interfacial tension occurs due to decrease of free surface energy, which depends on the

area of integration. This is accompanied by separation of large droplets into small ones, which facilitates their migration through the porous medium. The main mechanism is “log jamming” - temporary clogging of pore channels. This process begins with the formation of conglomerates of nanoparticles, which eventually turns into a “plug”, clogging the mouth of the pore channel. This redirects the fluid flow, thus displacing oil from previously inaccessible parts of the channels.

Conclusions

Thus, the use of nanoparticles helps to increase the capillary pressure values and oil re-cove-ry by increasing the value of wettability and in carbonate reservoirs. In general, nanotech-nology can be used for enhanced oil recovery. Although the future of nanotechnology is not yet fully understood, it will revolutionize the oil industry.

References

1. El-Diasty A., Khatib H., Tantawy M. Application of nanofluid injection for enhanced oil recovery (EOR). *Journal of University of Shanghai for Science and Technology*, 2021, Vol. 28, issue 8, P. 751–755. (In Eng).
2. Bera A., Babadagli T. Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: a review. *Applied Energy*, 2015, Vol. 51, P. 206–226. (In Eng).
3. Emadi S., Shadzadeh S.R., Manshad A.K., Rahimi A.M., Mohammadi A.H. Effect of nano silica particles on Interfacial Tension (IFT) and mobility control of natural surfactant (Cedr Extraction) solution in enhanced oil recovery process by nano – surfactant flooding. *Journal of molecular liquids*, 2022, Vol. 248, P. 163–167. (In Eng).
4. Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 111, P. 128–138. (In Eng).
5. Jahanbin A., Semprini G., Pulvirenti B. Performance evaluation of U-tube borehole heat exchangers employing nanofluids as the heat carrier fluid. *Applied Thermal Engineering*, 2022, Vol. 212, 118625. (In Eng).
6. John M.F., Olabode O.A., Egeonu G.I., Ojo T. Enhanced oil recovery of medium crude oil (310 Api) using nanoparticles and polymer. *Journal of applied engineering research*, Vol. 12, issue 19, P. 8425–8435. (In Eng).
7. Joshi D., Maurya N.K., Kumar N., Mandal A. Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, Vol. 216, 110791. (In Eng).
8. Kewen Li, Dan Wang, Shanshan Jiang. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies Nouvelles*, 2018, Vol. 73, P. 37. (In Eng).
9. Koskin A.P., Popov S.A., Shcherbashina A.V. The composition development and the heat transfer investigation of zinc oxide nanofluids. *Proceedings of the Russian higher school Academy of sciences*, 2019, issue 2, P. 7–15. (In Russ).
10. Lam U.T. et al. Processing of iron oxide nanoparticles by supercritical fluids // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2008, Vol. 47, issue 3, P. 599–614. (In Russ).
11. Li K., Hou B., Wang L., Cui Y. Application of carbon nanocatalysts in upgrading heavy crude oil assisted with microwave heating. *Nano Letters*, Vol. 14, issue 6, P. 3002–3008. (In Eng).
12. Maghzi A., Kharrat R., Mohebbi A., Ghazanfari M.H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, Vol. 123, P. 123–132. (In Eng).
13. Mohindroo J.J., Garg U.K., Sharma A.K. Optical properties of stabilized copper nanoparticles. *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1728, issue 1, 020534. (In Eng).
14. Adil M., Mohd Zaid H., Raza F., Agam M.A. Experimental evaluation of oil recovery mechanism using a variety of surface-modified silica nanoparticles: Role of in-situ surface- modification in oil-wet system. *PLoS ONE*, 2020, Vol. 15, e0236837, 24 p. (In Eng).
15. Ramsden D.K., McKay K. Degradation of polyacrylamide in aqueous solution induced by chemically generated hydroxyl radicals: Part I-Fenton’s reagent. *Polymer Degradation and Stability*, 1986, Vol. 14, issue 3, P. 217–229. (In Eng).
16. Saleh T.A. *Nanotechnology in oil and gas industries: principles and applications*. Springer, 2018, 338 p.
17. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 119, P. 210–220. (In Eng).
18. Tinuola H. Udoh. Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process. *Scientific African*, 2021, Vol. 13, e00873, P. 21. (In Eng).
19. Yakasai F., Mohd Z. Jaafar, Mohd A. Sidek S. Bandyopadhyay A. Agi, Eugene N. Ngouangna. Co-precipitation and grafting of (3-Aminopropyl) triethoxysilane on Ferro nanoparticles to enhance oil recovery mechanisms at reservoir conditions. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, Vol. 371, 121007. (In Eng).
20. Yutaro K., Ayae G., Daisuke I., Satoru M., Hirotake K., Takahiro O. First Nanoparticle-Based EOR Nano-EOR Project in Japan: laboratory experiments for a field pilot test. *SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, April 2022, SPE-209467-MS*. (In Eng).
21. Uma Sankar Behera, Jitendra Sangwai. Interaction of nanoparticles with reservoir fluids and rocks for enhanced oil recovery. *Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering*, 2020, P. 299–328. (In Eng).
22. Lesin V.I., Eremin N.A. The natural and synthesized nanoscale iron oxides – nanobots in the control processes of the production, the transportation, the preparation and the refining of oil by using the magnetic field. *Neft. Gas. Novacii*, 2018, issue 1, P. 29–33. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еремин Николай Александрович, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: ermn@mail.ru

Капшунова Снежана Валериевна, бакалавр, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Губкинский университет) Москва, Россия

Eremin Nikolay Aleksandrovich, doctor of technical sciences, professor, chief researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: ermn@mail.ru

Kapshunova Snezhana Valerievna, bachelor’s degree, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Gubkin University) Moscow, Russia