

INTRODUCTION

The article presents the results of laboratory research for studying the structure changes in dispersity of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles after filtration in fractured-porous media of rock cores from Abdulovskoe and Yugomashevskoe oil-gas fields. Laboratory experiments were carried out on the core flooding system that allows to simulate the filtration of emulsion systems in rocks under reservoir thermobaric conditions of the relevant fields. The experiments were conducted on natural rock samples with preliminary modeled residual oil saturation (at least 20%) by displacing oil by the model of reservoir water. A method of optical microscopy was applied for comparative studying the structure changes in the dispersity of the emulsion systems. The size of globules of the emulsion system's dispersed phase were measured before and after filtration through the rock cores under reservoir conditions. The optical microscopy made it possible to register the unique phenomenon of the decreasing of the globules size with maintaining emulsion system stability, i.e. the coalescence did not occur and the emulsion became more stable.

Experimental procedure for studying the dispersity of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles

At the stage of materials and process fluids preparation for conducting experiments, the preparation of two types of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles (ESN) with a different ratio of components was carried out (Table 1). For each type of ESN, samples of cores with different filtration-capacitive characteristics were selected. A brief description of the filtration-capacitive characteristics of rock cores from Yugomashevskoe and Abdulovskoe oil-gas fields are given in Table 2. Preparation of core material for filtration experiments was carried out in accordance with OST 39-195-86 «Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement of water in the laboratory».

When conducting filtration experiments, the reservoir conditions of the Bashkir stage of the Yugomashevsky and Tournaisian stage of the Abdulovsky oil-gas fields were modeled. An aqueous solution of CaCl₂ with a given density was used as a model of formation water. Brief characteristics of reservoir conditions are shown in Table 3.

Filtration experiments were performed on the PIK-OFP/EP software-measuring complex. Technical characteristics of the software-measuring complex and the

Table 1

Brief description of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles

ESN Type	The content of SiO ₂ nanoparticles, % vol.	Content of formation water model, % vol.
ESN-1	0,5	81,5
ESN-2	1,0	71

Table 2

Brief description of core material from the Yugomashevskoe and Abdulovskoe oil-gas fields

Sample number	Open porosity, %	Air permeability, 10 ⁻³ μm ²	Length, cm	Diameter, cm
<i>Yugomashevskoe oilfield</i>				
1	11,2	14,0	3,2	2,7
<i>Abdulovskoe oilfield</i>				
2	10,3	8,5	3,0	2,7

Table 3

Brief description of reservoir conditions of the Yugomashevskoe and Abdulovskoe oil-gas fields

Oil-gas Field Name	Pressure, MPa	Temperature, °C	Formation Water	
			Viscosity, mPa·s	Density, kg/m ³
Yugomashevskoe	8	22	1,29	1108
Abdulovskoe	8	27	1,38	1125

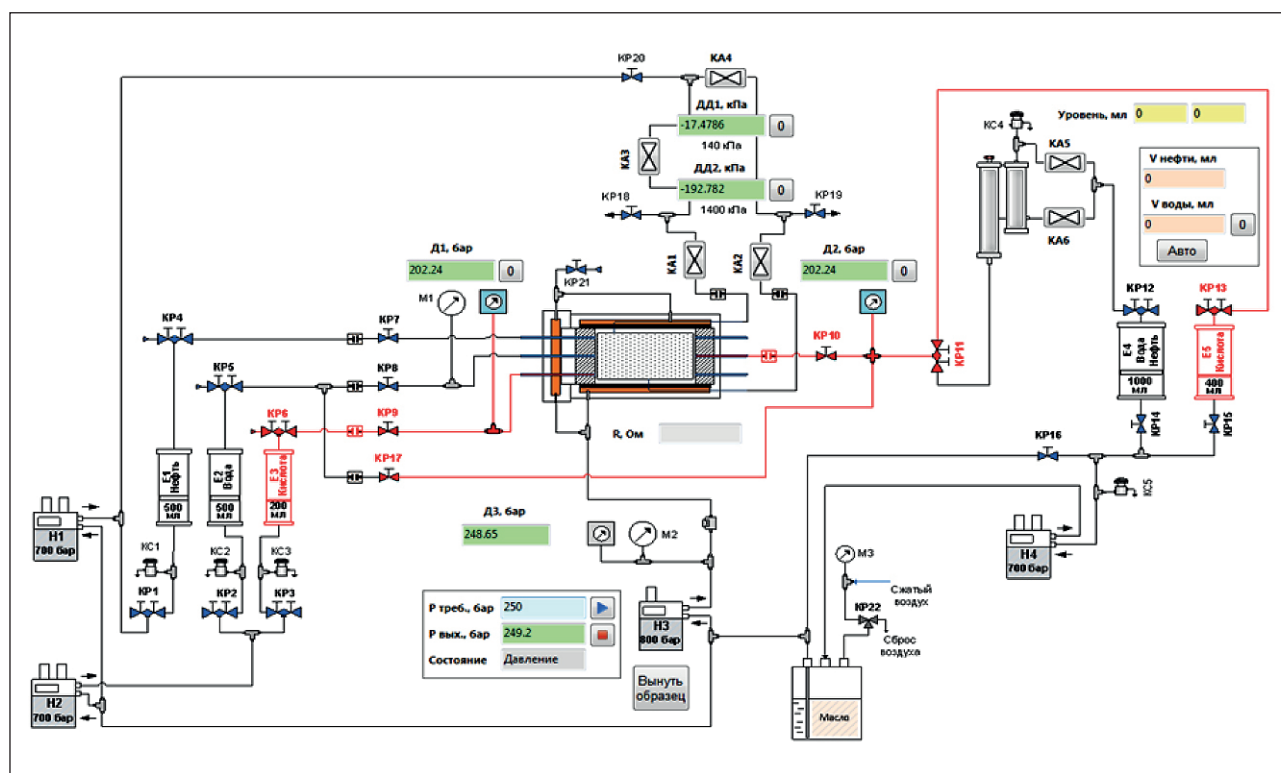


Fig. 1. Hydraulic scheme of the software-measuring complex PIK-OFP/EP

Table 4
 Technical characteristics of the software-measuring complex PIK-OFP/EP

Parameter	Maximum value
Temperature of the oven, °C	150
Rock pressure, MPa	80
Pore pressure, MPa	70
Core diameter, mm	30
Core length, mm	150
Fluid flow, ml/min	10

hydraulic circuit of the installation are presented in table 4 and figure 1. The installation is adapted for pumping liquids in the forward and reverse directions.

Results of experiments for studying the dispersity of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles

Experiment № 1

The object of the study was a sample of the ESN-1 emulsion system. A water-saturated sample of core material from the Bashkir stage of the Yugomashevsky field was used as a porous medium (sample № 1).

In the course of the experiment, the dispersity of the ESN-1 sample was evaluated before and after filtration through a predominantly water-saturated rock core sample. After the experiment, a comparative analysis of the obtained images was carried out with the determination of the sizes of the dispersed phase globules of ESN-1. The results of the experiment are presented in Figures 2 and 3.

The results of a comparative analysis of the dispersity of the emulsion system led to the conclusion that there is no coalescence of the globules in the ESN-1 sample after filtration through the rock core. Filtration of the ESN-1 through the rock core led to a decrease in the size of the globules of the dispersed phase, from an average of 5 to 3 μm.

Experiment № 2

The object of the study was a sample of the ESN-2 emulsion system. As a porous medium, a water-saturated sample of rock core from the Tournaisian stage of the Abdulovskoe oil-gas field was used (sample № 2).

During the experiment, the dispersity of the ESN-2 emulsion system was evaluated before and after filtration through the predominantly water-saturated sample of the rock core. After the experiment, a comparative analysis of the obtained images was carried out with the determination of the sizes of dispersed phase globules of the ESN-2. The results of the experiment are presented in Figures 4 and 5.

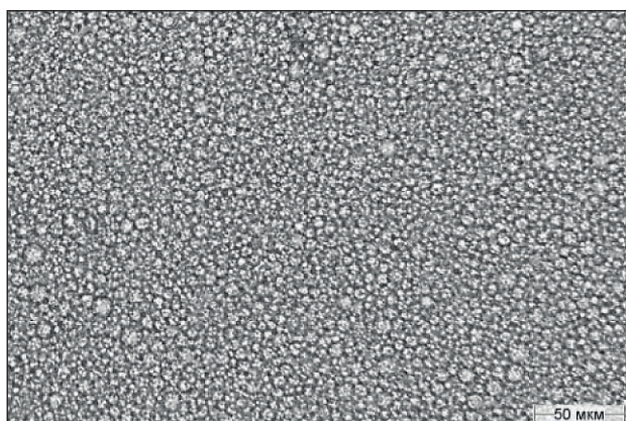


Fig. 2. Structure of ESN-1 before filtration through the water-saturated core of the Bashkir stage of the Yugomashevskoe oil-gas field

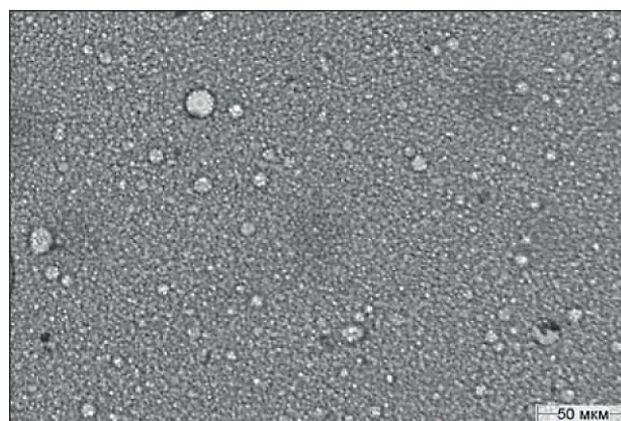


Fig. 3. Structure of ESN-1 after filtration through the water-saturated core of the Bashkir stage of the Yugomashevskoe oil-gas field

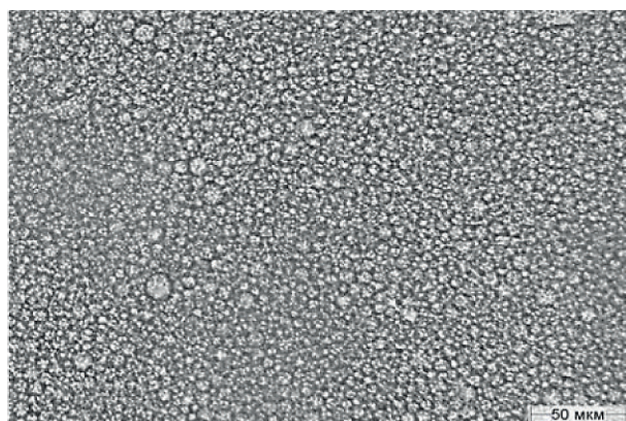


Fig. 4. Structure of ESN-2 before filtration through the water-saturated rock core of the Tournaisian stage of the Abdulovskoe oil-gas field

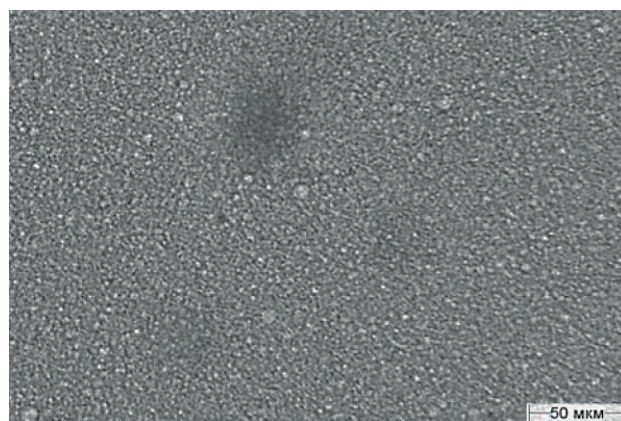


Fig. 5. Structure of ESN-2 after filtration through the water-saturated rock core of the Tournaisian stage of the Abdulovskoe oil-gas field

The results of the comparative analysis of the emulsion system dispersity allow to conclude that there is no coalescence of the globules in the ESN-2 sample after filtration through the core. Filtration of ESN-2 through the core led to a decrease in the size of the globules of the dispersed phase in average from 7 to 1 μm , i.e. to increase the dispersity of the system.

CONCLUSION

The results of the set of filtration and optical experiments showed that the filtration of the emulsion systems with nanoparticles in fractured-porous media of rock cores with a permeability of $8,0\text{--}14,0 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}$ does not lead to the coalescence and destruction of emulsion, unlike classical hydrocarbon-based emulsions.

According to the results of comparative analysis, it was determined that after filtration the dispersity of the emulsion systems with nanoparticles increases, i.e. during the emulsion systems with nanoparticles filtration process in porous media of natural rock cores the average size of the dispersed phase globules decreases from 5–7 to 1–3 μm , which make a positive impact on the dispersity of emulsion, and lead to high stability of the system.

The changes in the dispersity of emulsion systems modified with SiO_2 nanoparticles identified as a result of the set of experiments allow us to expand the area of effective application of hydrocarbon emulsions in the development of oil and gas fields, including the use of new innovative emulsion systems in high-temperature formations, as well as in technologies for intensification of oil production and enhanced oil recovery.

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении десятилетий классические углеводородные эмульсии прямого или обратного типа эффективно применяются в процессах строительства и глушения нефтяных и газовых скважин за счет конкурентных преимуществ в достижении требуемого технологического эффекта и выполнении условий по рациональному использованию и охране недр.

Но, несмотря на ряд преимуществ, применение классических углеводородных эмульсий ограничено ввиду их низкой стабильности в пластовых термобарических условиях и коалесценции глобул дисперсной фазы в процессах фильтрации в пористых средах пород [1..2]. Указанные недостатки имеют определяющее значение для применения классических углеводородных эмульсий, особенно на месторождениях с пластовыми температурами более 50°C [3..5]. Это препятствует применению классических углеводородных эмульсий в высокотемпературных пластах, а также сдерживает широкое внедрение в таких задачах разработки нефтегазовых месторождений, как интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов [6..9].

Высокий потенциал эффективного применения углеводородных эмульсий требует проведения целенаправленных лабораторных исследований по адаптации составов и свойств эмульсионных систем, технологий их применения в скважинах с целью повышения эффективности процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [10..19].

В статье представлены результаты исследований дисперсности эмульсионных систем с наночасти-

цами SiO₂ после фильтрации в трещинно-пористых средах на примере кернов горных пород Югомашевского и Абдуловского нефтегазовых месторождений. В рамках исследований были проведены лабораторные эксперименты, моделирующие фильтрацию эмульсий в горных породах при пластовых термобарических условиях соответствующих месторождений, с измерением размеров глобул дисперсной фазы эмульсии до и после фильтрации методом оптической микроскопии. Оптическая микроскопия позволила оценить изменения дисперсности эмульсионных систем с наночастицами SiO₂ до и после фильтрации. Исследования проводились на естественных образцах горных пород с предварительным моделированием остаточной нефтенасыщенности (не менее 20%) вытеснением нефти моделью пластовой воды.

Методика проведения экспериментов по исследованию стабильности эмульсионных систем с наночастицами SiO₂

На этапе подготовки материалов и технологических жидкостей к проведению экспериментов проводили приготовление двух типов эмульсионных систем с наночастицами SiO₂ (ЭСН) с различным соотношением компонентов (табл. 1). Под каждый тип ЭСН производили подбор образцов кернов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками. Краткая характеристика фильтрационно-емкостных параметров кернов горных пород Югомашевского и Абдуловского нефтегазовых месторождений приведена в табл. 2. Подготовку кернавого материала к фильтрационным экспериментам

Таблица 1

Краткая характеристика эмульсионных систем с наночастицами SiO₂

Тип ЭСН	Содержание наночастиц двуокиси кремния, % об.	Содержание модели пластовой воды, % об.
ЭСН-1	0,5	81,5
ЭСН-2	1,0	71

Таблица 2

Краткая характеристика кернавого материала Югомашевского и Абдуловского нефтегазовых месторождений

Условный номер образца	Открытая пористость, %	Проницаемость по воздуху, 10 ⁻³ мкм ²	Длина, см	Диаметр, см
<i>Югомашевское месторождение</i>				
1	11,2	14,0	3,2	2,7
<i>Абдуловское месторождение</i>				
2	10,3	8,5	3,0	2,7

Таблица 3

Краткая характеристика пластовых условий Югомашевского и Абдуловского нефтегазовых месторождений

Месторождение	Давление, МПа	Температура, °С	Пластовая вода	
			Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м ³
Югомашевское	8	22	1,29	1108
Абдуловское	8	27	1,38	1125

проводили в соответствии с ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

При проведении фильтрационных экспериментов моделировались пластовые условия башкирского яруса Югомашевского и турнейского яруса Абдуловского нефтегазовых месторождений. В качестве модели пластовой воды использовали водный раствор CaCl₂ с заданной плотностью. Краткая характеристика пластовых условий приведена в табл. 3.

Фильтрационные эксперименты выполнялись на программно-измерительном комплексе ПИК-ОФП/ЭП. Технические характеристики программно-измерительного комплекса и гидравлическая схема установки представлены в табл. 4 и на рис. 1. Установка адаптирована под закачку жидкостей в прямом и обратном направлениях.

Таблица 4

Технические характеристики программно-измерительного комплекса ПИК-ОФП/ЭП

Параметр	Максимальное значение
Температура термощафа, °С	150
Горное давление, МПа	80
Поровое давление, МПа	70
Диаметр керна, мм	30
Длина керна, мм	150
Расход жидкости, мл/мин	10

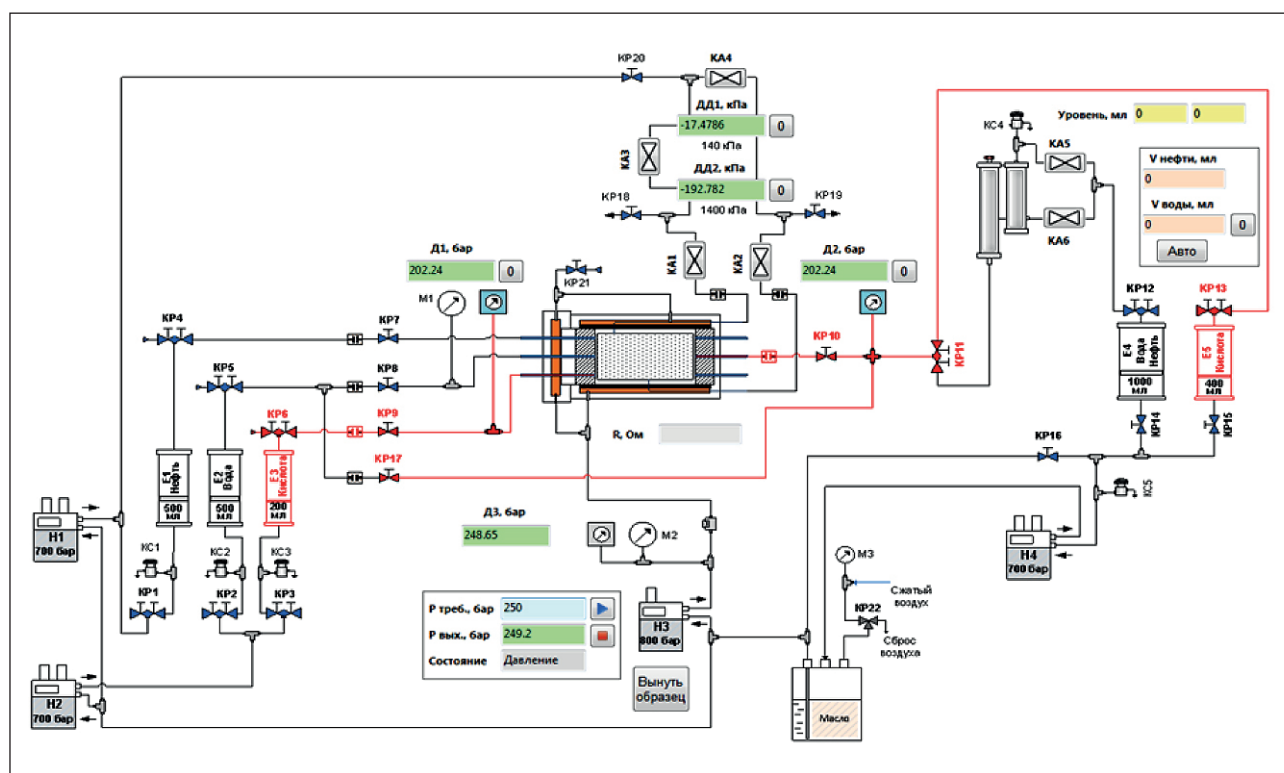


Рис. 1. Гидравлическая схема программно-измерительного комплекса ПИК-ОФП/ЭП

Результаты экспериментов по исследованию стабильности эмульсионных систем с наночастицами SiO_2

Эксперимент № 1

Объектом исследования являлся образец эмульсионной системы ЭСН-1. В качестве пористой среды использовался водонасыщенный образец кернового материала башкирского яруса Югомашевского месторождения (образец № 1).

В ходе эксперимента производилась оценка дисперсности образца ЭСН-1 до и после фильтрации через преимущественно водонасыщенный образец. После эксперимента производили сравнительный анализ полученных изображений с определением размеров глобул дисперсной фазы ЭСН-1. Результаты эксперимента представлены на рис. 2 и 3.

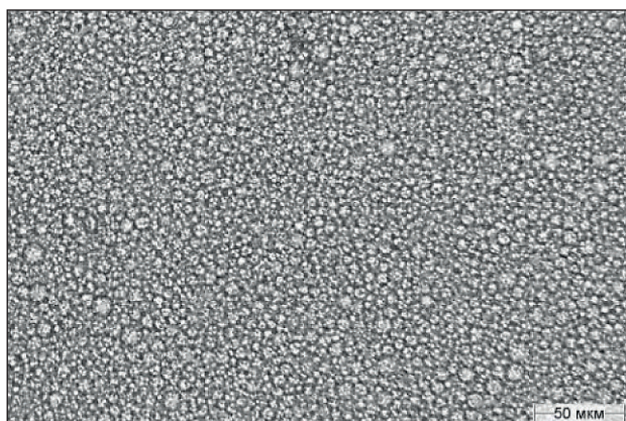


Рис. 2. Структура ЭСН-1 до фильтрации через водонасыщенный керн башкирского яруса Югомашевского месторождения

Результаты сравнительного анализа дисперсности эмульсионной системы позволили сделать вывод об отсутствии коалесценции глобул в образце ЭСН-1 после фильтрации через керн. Фильтрация ЭСН-1 через керн привела к уменьшению размеров глобул дисперсной фазы в среднем с 5 до 3 мкм.

Эксперимент №2

Объектом исследования являлся образец эмульсионной системы ЭСН-2. В качестве пористой среды использовался водонасыщенный образец пород турнейского яруса Абдуловского месторождения (образец № 2).

В ходе эксперимента производилась оценка дисперсности эмульсионной системы ЭСН-2 до и после фильтрации через преимущественно водонасыщенный образец. После эксперимента производили

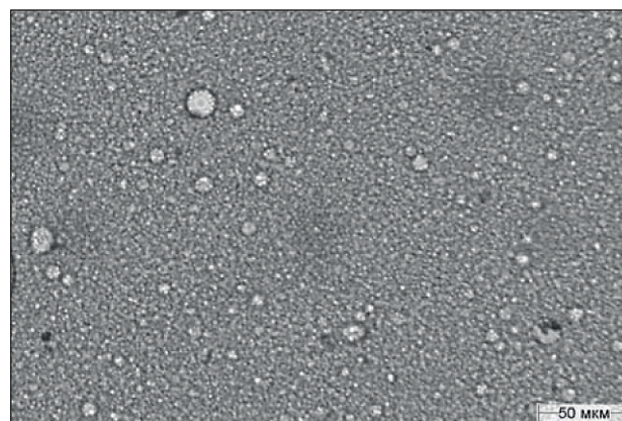


Рис. 3. Структура ЭСН-1 после фильтрации через водонасыщенный керн башкирского яруса Югомашевского месторождения

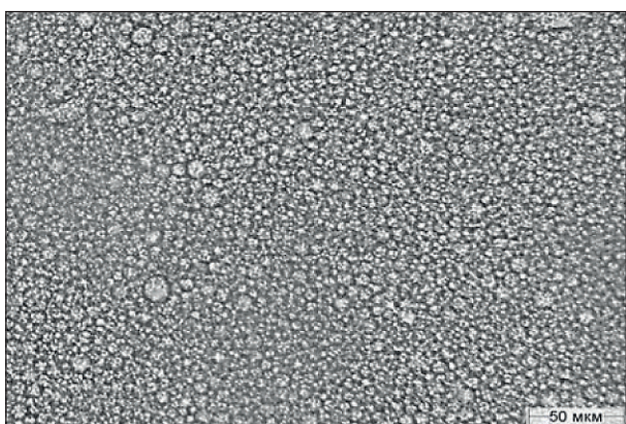


Рис. 4. Структура ЭСН-2 до фильтрации через водонасыщенный керн турнейского яруса Абдуловского месторождения

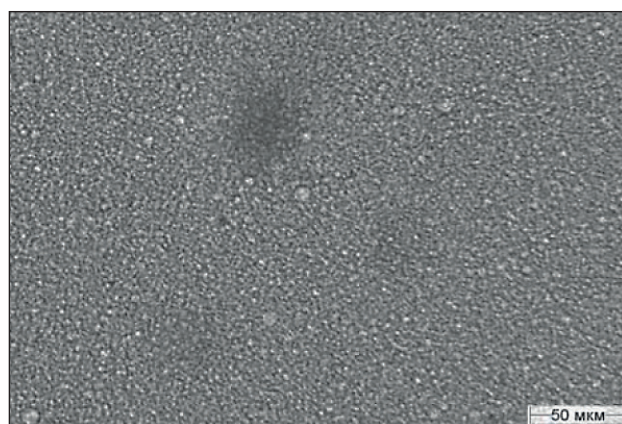


Рис. 5. Структура ЭСН-2 после фильтрации через водонасыщенный керн турнейского яруса Абдуловского месторождения

сравнительный анализ полученных изображений с определением размеров глобул дисперсной фазы ЭСН-2. Результаты эксперимента представлены на рис. 4 и 5.

Результаты сравнительного анализа дисперсности эмульсионной системы позволили сделать вывод об отсутствии коалесценции глобул в образце ЭСН-2 после фильтрации через керн. Фильтрация ЭСН-2 через керн привела к уменьшению размеров глобул дисперсной фазы в среднем с 7 до 1 мкм, т.е. к увеличению дисперсности и стабильности эмульсионной системы.

ВЫВОДЫ

Результаты проведенного комплекса фильтрационных и оптических экспериментов показали, что фильтрация в трещино-пористых средах горных пород с проницаемостью $8,0\text{--}14,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² не при-

водит к разрушению эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂, в отличие от классических углеводородных эмульсий. По результатам сравнительного анализа определено, что после фильтрации в кернах горных пород дисперсность ЭСН увеличивается, т.е. в процессе фильтрации эмульсионных систем с наночастицами SiO₂ в пористых средах средний размер глобул дисперсной фазы уменьшается с 5–7 до 1–3 мкм, что положительно влияет на стабильность эмульсионных систем.

Выявленные в результате комплекса экспериментов особенности изменения дисперсности эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂, позволяют расширить область эффективного применения водонефтяных эмульсий в процессах разработки нефтегазовых месторождений, в том числе для применения в высокотемпературных пластах, а также в технологиях интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов.

REFERENCES

1. Orlov G.A., Candice M.Sh., Gluschenko V.N. Primenenie obratnyh ehmul'sij v nefte dobyche [The use of invert-emulsions in oil production]. Moscow, Nedra, 1991. 224 p. (In Russian).
2. Gluschenko V.N., Orlov G.A., Musabirov M.Kh. Issledovanie fil'tracii obratnyh ehmul'sij, stabilizirovannyh EHS-2 [Study of filtration of invert-emulsions stabilized by ES-2]. Neftyanaya i gazovaya promyshlennost' [Oil and Gas Industry]. 1987. № 2. p. 40–42. (In Russian).
3. Zeigman Yu.V., Belenkova N.G., Sergeev V.V. Experimental research of stability of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. 2017, Vol. 9, no. 5, pp. 36–52. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52. (In Russian).
4. Zeigman Y.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzyabaev F.S. Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. 2017, Vol. 9, no. 2, pp. 16–38. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38. (In Russian).
5. Sergeev V.V., Belenkova N.G., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh. Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. – 2017, – Vol 9, No 6. – pp. 37–64. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64. (In Russian).
6. Zeigman Y.V., Sergeev V.V., Ayupov R. R. Classification of physicochemical methods for reservoir stimulation by a mechanism of impact on formation system. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017 №1. p. 50–53. (In Russian).
7. Sivira, D. J., Kim, H., James, L. A., Johansen, T. E., and Zhang, Y. The Effectiveness of Silicon Dioxide SiO₂ Nanoparticle as an Enhanced Oil Recovery Agent in Ben Nevis Formation, Hebron Field, Offshore Eastern Canada. Presented at Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2016. SPE-183546-MS.
8. Braccalenti, E., Del Gaudio, L., Belloni, A., Albonico, P., Radaelli, E., & Bartosek, M. May 2017. Enhancing Oil Recovery With Nanoemulsion Flooding. Offshore Mediterranean Conference.
9. Jacobs, T. Industry and Academia Continue Working on Big Ideas for Nanotechnology. Society of Petroleum Engineers, January 2017. doi:10.2118/0117-0034-JPT.
10. San J., Wang S., Yu J., Liu N., & Lee R. Nanoparticle-Stabilized Carbon Dioxide Foam Used In Enhanced Oil Recovery: Effect of Different Ions and Temperatures. Society of Petroleum Engineers, February 2017. doi:10.2118/179628-PA.
11. Kim I., Worthen A.J., Lotfollahi M., Johnston K.P., DiCarlo D.A., & Huh C. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Improved Mobility Control for Adverse-mobility Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, April 2016. doi:10.2118/179644-MS.
12. Sergeev V., Imangaliyev B., Ayupov R. Intensification of Oil Production Based on Invert-Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. Society of Petroleum Engineers, October 2016. doi:10.2118/182039-MS.
13. D. Luo, F. Wang, J. Zhu, F. Cao, Y. Liu, X. Li, et al. Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: high performance at low concentration, in: Proceedings of the National Academy of Sciences, 2016, 201608135.

14. Patel, A., Nihalani, D., Mankad, D., Patel, D. et. al. Evaluating Feasibility of Hydrophilic Silica Nanoparticles for In-Situ Emulsion Formation in Presence of Co-Surfactant: An Experimental Study. Society of Petroleum Engineers, June 2017. doi:10.2118/188141-MS.
15. Sergeev V.V., & Kinzyabaev F.S. Improved Oil Recovery Technology Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. International Petroleum Technology Conference. November 2016. doi:10.2523/IPTC-18947-MS.
16. Sergeev V.V., Zeigman Yu.V. & Kinzyabaev F.S., Water-blocking Solution Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles Content for Reservoir Stimulation Technologies. EAGE, IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, April 2017. doi: 10.3997/2214-4609.201700291.
17. Ponmani S., Nagarajan R., & Sangwai J.S. Effect of Nanofluids of CuO and ZnO in Polyethylene Glycol and Polyvinylpyrrolidone on the Thermal, Electrical, and Filtration-Loss Properties of Water-Based Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers, April 2016. doi:10.2118/178919-PA.
18. Zoppe J.O., Venditti R.A., Rojas O.J. Pickering emulsions stabilized by cellulose nanocrystals grafted with thermos-responsive polymer brushes, Journal of Colloid and Interface Science 369 (1), 2012. 202-209.
19. Kim I., Worthen A., Johnston K., DiCarlo D., Huh C. Size-dependent properties of silica nanoparticles for Pickering stabilization of emulsions and foams, Journal of Nanoparticle Research 18 (4), 2016. 1-12.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Орлов Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. М.: Недра, 1991. – 224 с.
2. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. Исследование фильтрации обратных эмульсий, стабилизированных ЭС-2 // Нефт. и газ. пром-сть. – 1987. – № 2. – С. 40–42.
3. Зейгман Ю.В., Беленкова Н.Г., Сергеев В.В. Экспериментальное исследование стабильности эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 5. – С. 36–52. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52.
4. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Сергеев В.В., Кинзябаев Ф.С. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 2. – С. 16–38. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38.
5. Сергеев В.В., Беленкова Н.Г., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш. Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 6. – С. 37–64. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.
6. Зейгман Ю.В., Сергеев В.В., Аюпов Р.Р. Классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №1. – С. 50–53.
7. Sivira D.J., Kim H., James L.A., Johansen T.E, and Zhang Y. The Effectiveness of Silicon Dioxide SiO₂ Nanoparticle as an Enhanced Oil Recovery Agent in Ben Nevis Formation, Hebron Field, Offshore Eastern Canada. Presented at Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2016. SPE-183546-MS.
8. Braccalenti E., Del Gaudio L., Belloni A., Albonico P., Radaelli E., & Bartosek M. May 2017. Enhancing Oil Recovery With Nanoemulsion Flooding. Offshore Mediterranean Conference.
9. Jacobs T. Industry and Academia Continue Working on Big Ideas for Nanotechnology. Society of Petroleum Engineers, January 2017. doi:10.2118/0117-0034-JPT.
10. San J., Wang S., Yu J., Liu N., & Lee R. Nanoparticle-Stabilized Carbon Dioxide Foam Used In Enhanced Oil Recovery: Effect of Different Ions and Temperatures. Society of Petroleum Engineers, February 2017. doi:10.2118/179628-PA.
11. Kim I., Worthen A.J., Lotfollahi M., Johnston K.P., DiCarlo D.A., & Huh C. Nanoparticle-Stabilized Emulsions for Improved Mobility Control for Adverse-mobility Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, April 2016. doi:10.2118/179644-MS.
12. Sergeev V., Imangaliyev B., Ayupov R. Intensification of Oil Production Based on Invert-Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. Society of Petroleum Engineers, October 2016. doi:10.2118/182039-MS.
13. D. Luo, F. Wang, J. Zhu, F. Cao, Y. Liu, X. Li, et al. Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: high performance at low concentration, in: Proceedings of the National Academy of Sciences, 2016, 201608135.
14. Patel A., Nihalani D., Mankad D., Patel D. et. al. Evaluating Feasibility of Hydrophilic Silica Nanoparticles for In-Situ Emulsion Formation in Presence of Co-Surfactant: An Experimental Study. Society of Petroleum Engineers, June 2017. doi:10.2118/188141-MS.
15. Sergeev V.V., & Kinzyabaev F.S. Improved Oil Recovery Technology Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. International Petroleum Technology Conference. November 2016. doi:10.2523/IPTC-18947-MS.
16. Sergeev V.V., Zeigman Yu.V. & Kinzyabaev F.S., Water-blocking Solution Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles Content for Reservoir Stimulation Technologies. EAGE, IOR 2017 – 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, April 2017. doi: 10.3997/2214-4609.201700291.

17. Ponmani, S., Nagarajan, R., & Sangwai, J. S. Effect of Nanofluids of CuO and ZnO in Polyethylene Glycol and Polyvinylpyrrolidone on the Thermal, Electrical, and Filtration-Loss Properties of Water-Based Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers, April 2016. doi:10.2118/178919-PA.

18. Zoppe, J.O., Venditti, R.A., Rojas, O.J. Pickering emulsions stabilized by cellulose nanocrystals grafted with thermos-responsive polymer brushes, Journal of Colloid and Interface Science 369 (1), 2012. 202-209.

19. Kim, I., Worthen, A., Johnston, K., DiCarlo, D., Huh, C. Size-dependent properties of silica nanoparticles for Pickering stabilization of emulsions and foams, Journal of Nanoparticle Research 18 (4), 2016. 1-12.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Vitaly V. Sergeev, Ph.D. in Petroleum Engineering, Head of innovations, VI-ENERGY LLC, Skolkovo Foundation, Nobel st., 7, POB 119, Skolkovo Innovation Center, Moscow, Russia, 121205, sergeev@vi-energy.ru;

Konstantin G. Russkikh, Head of preparatory work and core storage RN-BashNIPIneft LLC, Lenin st., 86/1, Ufa, Resp. Bashkortostan, Russia, 450006, russkikhg@bashneft.ru;

Yury V. Zeigman, Doctor of science, Professor, Head of oil-gas fields development department, Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov st., 1, Ufa, Bashkortostan Republic, Russia, 450062, jvzeigman@gmail.com;

Ravil N. Yakubov, Ph.D. in Petroleum Engineering, associate professor, oil-gas fields development department, Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov st., 1, Ufa, Bashkortostan Republic, Russia, 450062, rnyakubov@gmail.com

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сергеев Виталий Вячеславович, канд. техн. наук, директор по инновациям ООО «ВИ-ЭНЕРДЖИ», Фонд «Сколково, ул. Нобеля, д. 7, а/я 119, территория ИЦ «Сколково», г. Москва, Россия, 121205, sergeev@vi-energy.ru;

Русских Константин Геннадьевич, начальник отдела подготовительных работ и хранения керна ООО «РН-БашНИПИнефть», ул. Ленина, 86/1, Уфа, Респ. Башкортостан, Россия, 450006, russkikhg@bashneft.ru;

Зейгман Юрий Вениаминович, д-р техн. наук, проф., зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, 450062, jvzeigman@gmail.com;

Якубов Равиль Наилевич, канд. техн. наук, доцент каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Космонавтов, д. 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, 450062, rnyakubov@gmail.com

CONTACTS / КОНТАКТЫ

e-mail: sergeev@vi-energy.ru