

UDC 665.652.4

Author: ZEIGMAN Yury Veniaminovich, Doctor of Engineering, Professor, Head of Department «Oil and Gas-And-Oil Field Development and Operation», Ufa State Petroleum Technological University; Kosmonavtov st., 1, Ufa, Bashkortostan Republic, Russia, 450062, jvzeigman@gmail.com;

Author: BELENKOVA Natalia Gennadievna, Ph.D. in Chemistry, Senior specialist, Department of Wells Technologies Development, BashNIPIneft LLC; Lenin st., 86/1, Ufa, Bashkortostan Republic, Russia, 450006, belenkovang@bashneft.ru;

Author: SERGEEV Vitaly Vyacheslavovich, Ph.D. in Engineering, Head of Department of Innovations, VI-ENERGY LLC, Skolkovo Foundation; Nobel st., 7, POB 119, Skolkovo Innovation Center, Moscow, Russia, 121205, sergeev@vi-energy.ru

EXPERIMENTAL RESEARCH OF STABILITY OF EMULSION SYSTEMS WITH SiO₂ NANOPARTICLES

EXTENDED ABSTRACT:

Since the beginning of the 21st century scientific research devoted to properties of nanosized particles and their industrial application in the industry of oil and gas fields development has been rapidly evolving. The use of nanosized particles can significantly rise efficiency of technological solutions, and that fact determines this research area as the most promising today.

In the area of oil and gas fields development one of the general application for nanoparticles is the development of high-performance technological fluids with new or improved physico-chemical properties. The ability of nanoparticles to modify wettability of the rock surface and to be fixed on the adsorption-solvation stratum of globules makes them a unique tool to regulate physicochemical properties of technological fluids and physical properties of rocks.

The article reveals the results of a new stage in the research of physical properties of emulsion systems with silicon dioxide nanoparticles (SiO₂). The research carried out within the framework of international project «Development and implementation of water-blocking agents based on the SiO₂ nanoparticles application». The results of comparative tests of stability of classical emulsions (O/W and W/O types) and emulsion systems modified with SiO₂ nanoparticles with different wettability characteristics (hydrophilic or hydrophobic) are presented. According to the results of comparative tests, it has been determined that the stability of most samples of modified emulsion systems containing hydrophilic or hydrophobic silica nanoparticles exceeds the stability of classical emulsions



by more than 100%. In the course of comparative studies, the following types of experiments were performed: measurement of aggregate stability, electrostability and thermal stability of samples. The paper is a continuation of the complex research which has been published in [1].

Key words: nanoparticles, silicon dioxide, emulsion system, reservoir stimulation, selective treatment.

DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52

MACHINE-READABLE INFORMATION ON CC-LICENSES (HTML-CODE) IN METADATA OF THE PAPER

```
<a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/"></a><br /><span xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://purl.org/dc/dcmitype/Text" property="dct:title" rel="dct:type">Experimental research of stability of emulsion systems with SiO2 nanoparticles</span> by <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="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." property="cc:attributionName" rel="cc:attributionURL">Zeigman Yu.V., Belenkova N.G., Sergeev V.V. </a> is licensed under a <a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/">Creative Commons Attribution 4.0 International License</a>.<br />Based on a work at <a xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-5-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-5-2017/</a>.<br />Permissions beyond the scope of this license may be available at <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="sergeev@vi-energy.ru" rel="cc:morePermissions">sergeev@vi-energy.ru</a>.
```

References:

1. *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.
2. *Gazizov A.Sh., Gazizov A.A.* Povyshenie jeffektivnosti razrabotki neftjanyh mestorozhdenij na osnove ogranichenija dvizhenija vod v plastah [Increase of efficiency of oil deposits development on the basis of restriction of water movement in the layers]. Moscow, Nedra, 1999. 285 p. (In Russian).
3. *Diachyk I.A., Zeigman Y.V.* Razrabotka zavodnennyh neftjanyh plastov na zaver-shajushhijh stadijah: monografija [Development of the late stage water-flooded petroleum reservoirs]. Kazan. 2015. 274 p. (In Russian).
4. *Zeigman Y.V., Sergeev V.V., Ayupov R.R.* Klassifikacija fiziko-himicheskikh metodov intensivizatsii dobychi nefti po mehanizmu vozdeistvija na plastovuju sistemu [Classification of physicochemical methods for reservoir stimulation by a mecha-



- nism of impact on formation system]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. №1. p. 50–54. (In Russian).
5. *Surgutchev M.L.* Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery]. Moscow: Nedra, 1985. 307 p. (In Russian).
 6. *Surgutchev M.L., Surgutchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. et al.* Metody izvlecheniya ostatochnoj nefti [Methods for recovering residual oil]. Mjscow, Nedra, 1991. 347 p. (In Russian).
 7. *Muslimov R.KH.* Nefteotdacha: proshloe, nastojashhee, budushhee. [Oil recovery: the past, the present, the future]. Kazan: Fen Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2012. 664 p. (In Russian).
 8. *Gazizov A.A., Gazizov A.Sh., Bogdanova S.A.* Naukoemkie tehnologii dobychi nefti [High technology of oil production]. Kazan, Center for Innovative Technologies, 2014. 392 p. (In Russian).
 9. *Idogun A.K., Iyagba E.T., Ukwotije-Ikwut R.P. & Aseminaso A.* A Review Study of Oil Displacement Mechanisms and Challenges of Nanoparticle Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. 2016, August 2. doi:10.2118/184352-MS.
 10. *Sergeev V.V. & Kinzyabaev F.S.* Improved Oil Recovery Technology Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. International Petroleum Technology Conference. 2016, November 12. doi:10.2523/IPTC-18947-MS.
 11. *Mcelfresh P.M., Holcomb D.L. & Ector D.* Application of Nanofluid Technology to Improve Recovery in Oil and Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. 2012, January 1. doi:10.2118/154827-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. 2016, October 24. doi:10.2118/182039-MS.
 13. *Yoon K.Y., Kotsmar C., Ingram D.R. et al.* 2011. Stabilization of Superparamagnetic Iron Oxide Nanoclusters in Concentrated Brine With Cross-Linked Polymer Shells. *Langmuir* 27 (17): 10962–10969. <http://dx.doi.org/10.1021/la2006327>.
 14. *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.
 15. *L. Wang, G. Zhang, J-J Ge, G. Li, J. Zhang, B. Ding.* Preparation of microgel nanospheres and their application in EOR, in: CPS/SPE, Society of Petroleum Engineers, China, Beijing, 2010.
 16. *T. Hurnaus, J. Plank.* Crosslinking of guar and HPG based fracturing fluids using ZrO₂ nanoparticles, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2015.
 17. *Xu K., Zhu, P. Colon, T. Huh, C. & Balhoff M.* A Microfluidic Investigation of the Synergistic Effect of Nanoparticles and Surfactants in Macro-Emulsion-Based Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. 2017, April 1. doi:10.2118/179691-PA.



18. *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, 7–10 November 2016. SPE-183546-MS.
19. *Al-Anssari S., Berifceni A., Wang S., Maxim L. and Iglauer S.* Wettability alteration of oil- wet carbonate by silica nanofluid. *Journal of colloid and interface science*, 461 (1): 435-442.
20. *Braccalenti E., Del Gaudio L., Belloni A., Albonico P., Radaelli E. & Bartosek M.* 2017, May 10. Enhancing Oil Recovery With Nanoemulsion Flooding. Offshore Mediterranean Conference.
21. *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. 2016, April 11. doi:10.2118/179644-MS.
22. *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. 2017, June 1. doi:10.2118/188141-MS.
23. *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. 2017, February 1. doi:10.2118/179628-PA.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

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).

Contact information

Vitaly Sergeev
e-mail: Sergeev@vi-energy.ru



УДК 622.276.64

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

Автор: БЕЛЕНКОВА Наталья Геннадьевна, канд. хим. наук, главный спец. отдела развития скважинных технологий ООО «БашНИПИнефть»; ул. Ленина, 86/1, Уфа, Респ. Башкортостан, Россия, 450006, belenkovang@bashneft.ru;

Автор: 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

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ С СОДЕРЖАНИЕМ НАНОЧАСТИЦ SiO_2

АННОТАЦИЯ К СТАТЬЕ (АВТОРСКОЕ РЕЗЮМЕ, РЕФЕРАТ):

С начала 21-го века научные исследования в области изучения свойств наноразмерных частиц и их промышленного применения в области разработки нефтяных и газовых месторождений получили стремительное развитие. Потенциал значительного увеличения эффективности технологических решений посредством применения наноразмерных частиц определяет данное направление одним из наиболее актуальных и перспективных на сегодняшний день.

Одним из основных направлений применения наночастиц в области разработки нефтяных и газовых месторождений является разработка высокоэффективных технологических жидкостей с новыми или усовершенствованными физико-химическими свойствами. Способность наночастиц модифицировать смачиваемость поверхности горных пород и закрепляться на адсорбционно-сольватных слоях глобул делает их уникальным средством для регулирования физико-химических свойств технологических жидкостей и геолого-физических свойств горных пород.

В статье раскрыты результаты нового этапа исследований физических свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц двуокиси кремния



(SiO₂), проводимых в рамках международного проекта «Разработка и внедрение водоограничивающих составов на основе применения наночастиц двуокиси кремния». Представлены результаты сравнительных испытаний стабильности классических эмульсий прямого и обратного типов и эмульсионных систем, модифицированных наночастицами двуокиси кремния с различным характером смачиваемости (гидрофильные или гидрофобные). По результатам сравнительных испытаний определено, что термостабильность большинства образцов модифицированных эмульсионных систем с содержанием гидрофильных или гидрофобных наночастиц двуокиси кремния превышает термостабильность классических эмульсий более, чем на 100%. В ходе сравнительных исследований проведены следующие виды экспериментов: изменение агрегативной устойчивости, электростабильности и термостабильности образцов. Статья является продолжением комплекса научно-исследовательских работ, представленных в статье [1].

Ключевые слова: наночастицы, коллоидная двуокись кремния, эмульсионная система, интенсификация добычи нефти, селективная обработка.

DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52)

Машиночитаемая информация о СС-лицензии в метаданных статьи (HTML-код):

```
<a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/"></a><br />Произведение «<span xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://purl.org/dc/dcmitype/Text" property="dct:title" rel="dct:type">Экспериментальное исследование стабильности эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO2 </span>» созданное автором по имени <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/">лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная</a>.<br />Основано на произведении с <a xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-5-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-5-2017/</a>.<br />Разрешения, выходящие за рамки данной лицензии, могут быть доступны на странице <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="sergeev@vi-energy.ru" rel="cc:morePermissions">sergeev@vi-energy.ru</a>.
```



Процессы разработки нефтегазовых месторождений осложнены прорывами пластовых и закачиваемых вод к добывающим скважинам по наиболее проницаемым интервалам пластов и опережающим обводнением нефтегазоносных объектов. Обводненность является одной из основных причин внедрения третичных методов воздействия на пласт, в т.ч. химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), интенсификации добычи нефти (ИДН) и др. [2–4].

Широкое применение химических МУН и ИДН предполагает закачку в пласт больших объемов инородных для пластовой системы и часто неэкологичных композиций химических реагентов [2, 4–7]. Физико-химические свойства композиций химических реагентов, промышленно применяемых в настоящее время, сложно или практически невозможно регулировать в пластовых условиях [7, 8]. Отсутствие возможности регулирования свойств технологических жидкостей в пластовых условиях отрицательно влияет на эффективность технологий и, в целом, на эффективность разработки нефтегазоносных объектов. В связи с этим в отрасли существует необходимость в разработке новых высокоэффективных технологических жидкостей и технологий их применения для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

На сегодняшний день исследовательские группы по всему миру ведут лабораторные тестирования технологических жидкостей с содержанием наночастиц различных минералов [9–23] для их применения в МУН и ИДН. Разработанные технологические жидкости с новыми физико-химическими свойствами должны отвечать следующим основным требованиям: экологичность, селективность и экономическая эффективность.



Сравнительные исследования стабильности классических эмульсий и эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂

С целью разработки высокотехнологичных эмульсионных систем проведены лабораторные эксперименты по исследованию влияния наночастиц SiO₂ на стабильность классических эмульсий прямого и обратного типов.

Для исследования стабильности классических эмульсий и эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂, проводились следующие виды лабораторных экспериментов:

- измерение плотности пикнометрическим методом;
- оценка седиментационной устойчивости;
- определение агрегативной устойчивости (электростабильности);
- оценка термостабильности во временном интервале 1–48 часов при заданных температурных режимах от 30 до 90°C.

С целью проведения сравнительных исследований производилось приготовление образцов прямого и обратного типов классических эмульсий и эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂, с различным характером смачиваемости (гидрофильные, гидрофобные). Все образцы были диспергированы при помощи верхнеприводной мешалки в течение 20 минут при заданной скорости 1500 об/мин.

Приготовление классических эмульсий

Классическая эмульсия первого типа «Э-1» приготавливалась на основе водного раствора хлористого кальция с плотностью 1,150 г/см³ и дизельного топлива в соотношении углеводородной и водной фазы 15:82, с добавлением эмульгатора в количестве 3% об. в углеводородную фазу.

Классическая эмульсия второго типа «Э-2» приготавливалась на основе водного раствора хлористого кальция и дизельного топлива в соотношении углеводородной и водной фазы 25:72, с добавлением эмульгатора в количестве 3% об. в углеводородную фазу.



Приготовление эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂ (ЭСН) с различным характером смачиваемости

Для приготовления эмульсионных систем ЭСН-1 и ЭСН-2 в дизельное топливо поочередно диспергировали эмульгатор (3% об.), наночастицы SiO₂ и водный раствор хлористого кальция. Объемное содержание дизельного топлива и водного раствора хлористого кальция выбирается аналогично приготовлению образцов Э-1 и Э-2. Содержание наночастиц SiO₂ составляет 0.5, 1, 1.5 и 2% об.

Были приготовлены следующие образцы эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO₂ с различным характером смачиваемости:

- ЭСН-1 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофильных наночастиц SiO₂ первого вида (ЭСН-1-ФИЛ-1);
- ЭСН-1 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофильных наночастиц SiO₂ второго вида (ЭСН-1-ФИЛ-2);
- ЭСН-1 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофобных наночастиц SiO₂ второго вида (ЭСН-1-ФОБ);
- ЭСН-2 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофильных наночастиц SiO₂ первого вида (ЭСН-2-ФИЛ-1);
- ЭСН-2 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофобных наночастиц SiO₂ первого вида (ЭСН-2-ФОБ-1);
- ЭСН-2 с объемной долей 0.5, 1, 1.5 и 2% гидрофобных наночастиц SiO₂ второго вида (ЭСН-2-ФОБ-2).

После приготовления эмульсионные системы выдерживались в течение одного часа для визуальной оценки на наличие неравномерной дисперсности и расслоения фаз. Все приготовленные эмульсионные системы в течение 1 часа после приготовления были стабильны, эмульсии не расслаивались.

Измерение плотности

Для образцов Э-1, Э-2, ЭСН-1-ФИЛ-1 (2% об. наночастиц) и ЭСН-2-ФОБ-2 (2% об. наночастиц) была измерена плотность пикнометрическим методом согласно ГОСТ 3900-85. Результаты измерений плотности представлены в табл. 1.



Таблица 1

Результаты измерений плотности классических эмульсий и эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂

Наименование образца	Состав эмульсионной системы, об. %				Плотность, кг/м ³
	Диз. топливо	Вода	Эмульгатор	Нано-частицы	
Э-1	15	82	3	–	1099
Э-2	25	72	3	–	1066
ЭСН-1-ФИЛ-1	15	80	3	2	1095
ЭСН-2-ФОВ-2	25	70	3	2	1065

Оценка седиментационной устойчивости

Седиментационная устойчивость оценивалась визуально по объему отделившейся в статических условиях дисперсной фазы из объема эмульсионной системы через 24 часа при температуре 20°C. Показатель седиментационной устойчивости (об. %) рассчитывался как отношение объема отделившихся фаз эмульсии к общему объему образца в абсолютных единицах. Все приготовленные образцы были стабильны при комнатной температуре в течение 24 часов после приготовления, деструкции эмульсионной системы не наблюдалось.

Определение агрегативной устойчивости (электростабильности)

Определение агрегативной устойчивости образцов проводили по показателю электростабильности, измеряя электрическое напряжение в эмульсионных системах на анализаторе OFITesting при комнатной температуре (20°C). Проводили не менее шести измерений электрического напряжения каждой эмульсионной системы, за результат принимали среднее арифметическое значение, погрешность измерения составила ±2%. Результаты определения электростабильности эмульсионных систем представлены в табл. 2.



Таблица 2

**Результаты измерений агрегативной устойчивости
(электростабильности) классических эмульсий и эмульсионных
систем с содержанием наночастиц SiO₂**

№ пп	Наименование образца	Состав эмульсионной системы, об. %				Электро- стабиль- ность, В
		Диз. топливо	Вода	Эмульга- тор	Наноча- стицы	
1	Э-1	15	82,0	3	–	108,8
2	Э-2	25	72,0	3	–	102,4
3	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	81,5	3	0,5	103,4
4	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	81,0	3	1,0	118,8
5	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	80,5	3	1,5	125,2
6	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	80,0	3	2,0	149
8	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	81,5	3	0,5	106,4
9	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	81,0	3	1,0	97,8
10	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	80,5	3	1,5	94,8
11	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	80,0	3	2,0	90,6
11	ЭСН-1-ФОВ	15	81,5	3	0,5	118,4
12	ЭСН-1-ФОВ	15	81,0	3	1,0	127,2
13	ЭСН-1-ФОВ	15	80,5	3	1,5	133,8
14	ЭСН-1-ФОВ	15	80,0	3	2,0	143
15	ЭСН-2-ФИЛ-1	25	71,5	3	0,5	127,4
16	ЭСН-2-ФИЛ-1	25	71,0	3	1,0	115
17	ЭСН-2-ФИЛ-1	25	70,5	3	1,5	114,2
18	ЭСН-2-ФИЛ-1	25	70,0	3	2,0	94,4
19	ЭСН-2-ФОВ-1	25	71,5	3	0,5	114
20	ЭСН-2-ФОВ-1	25	71,0	3	1,0	109,3
21	ЭСН-2-ФОВ-1	25	70,5	3	1,5	103,2
22	ЭСН-2-ФОВ-1	25	70,0	3	2,0	91,7
23	ЭСН-2-ФОВ-2	25	71,5	3	0,5	91,2
24	ЭСН-2-ФОВ-2	25	71,0	3	1,0	92,7
25	ЭСН-2-ФОВ-2	25	70,5	3	1,5	95,3
26	ЭСН-2-ФОВ-2	25	70,0	3	2,0	97,3



Образцы с электростабильностью менее 80 В при комнатной температуре считались нестабильными. По результатам измерений электростабильности классических эмульсий и ЭС с содержанием наночастиц SiO_2 все образцы являются стабильными.

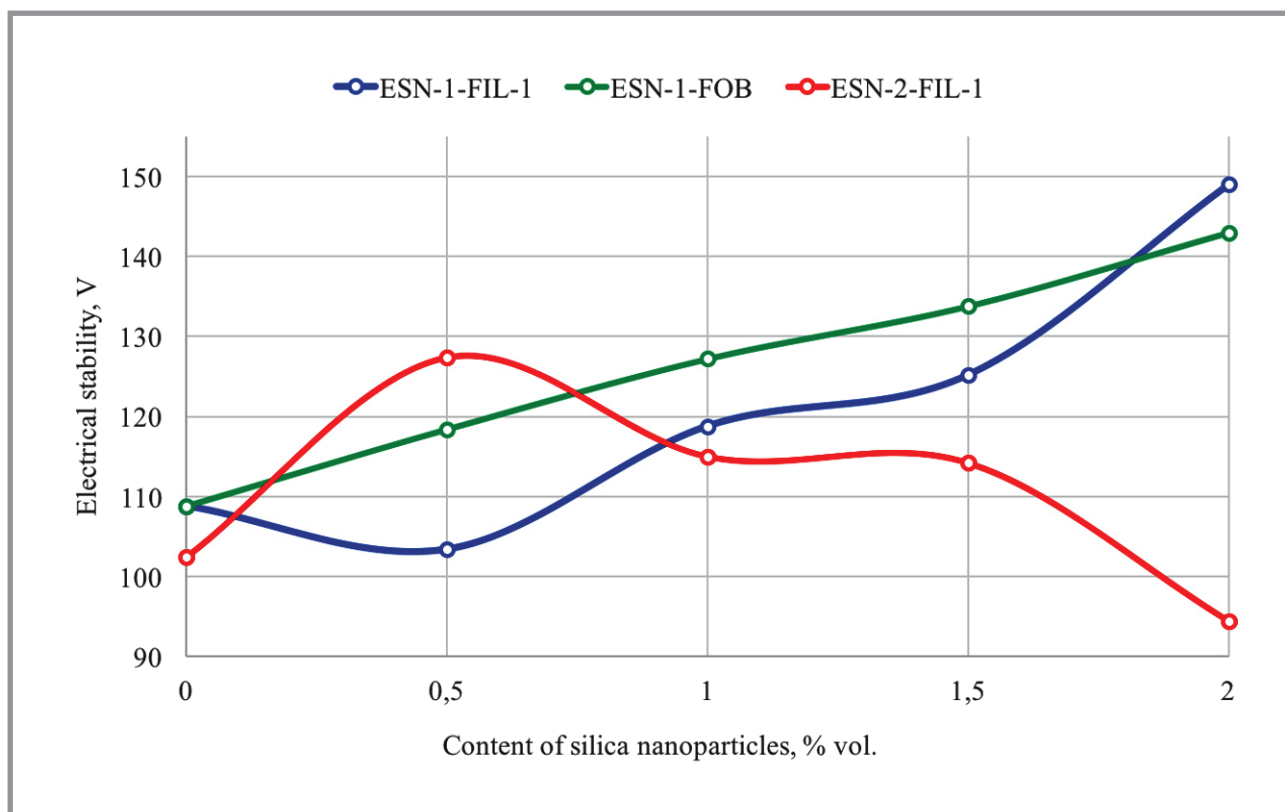


Рис. Зависимость электростабильности эмульсионных систем от содержания наночастиц SiO_2

Наиболее высокую электростабильность проявили образцы ЭСН-1-ФИЛ-1 (2% об. наночастиц) и ЭСН-1-ФОВ (2% об. наночастиц).

Электростабильность ЭСН-1-ФИЛ-1 (2% об. наночастиц) и ЭСН-1-ФОВ (2% об. наночастиц) на 37 и 31% соответственно превышает стабильность классической эмульсии Э-1.

Электростабильность ЭСН-2-ФИЛ-1 (0,5% об. наночастиц) и ЭСН-2-ФОВ-2 (0,5% об. наночастиц) на 24 и 11% соответственно превышает стабильность классической эмульсии Э-2.



Оценка термостабильности

Исследование термостабильности проводили для образцов Э-1, Э-2 и образцов эмульсионных систем с содержанием наночастиц 0,5 и 1% об.

Количественную оценку термостабильности (% об.) проводили по факту разделения органической и неорганической фаз во временном интервале 1–48 ч при температуре от 30 до 90°C с шагом 10°C. Приготовленные образцы помещали в герметичные банки и выдерживали в статических условиях в термостате Huber марки MPC-118C. Образцы, расслоение фаз в которых составило более 3% об., считались нестабильными. Результаты исследований термостабильности эмульсионных систем приведены в табл. 3.

Наиболее высокую термостабильность для первого типа эмульсий проявили следующие образцы:

- ЭСН-1-ФИЛ-1 (0.5% об. наночастиц);
- ЭСН-1-ФИЛ-1 (1% об. наночастиц);
- ЭСН-1-ФИЛ-2 (0.5% об. наночастиц);
- ЭСН-1-ФИЛ-2 (1% об. наночастиц).

Термостабильность вышеуказанных образцов превышает термостабильность классической эмульсии первого типа Э-1 более, чем на 100%. Расслоение фаз не было зафиксировано во всех интервалах выдержки образцов.

Наиболее высокую термостабильность для второго типа эмульсий проявили следующие образцы:

- ЭСН-2-ФИЛ-1 (1% об. наночастиц);
- ЭСН-2-ФОВ-1 (0.5% об. наночастиц);
- ЭСН-2-ФОВ-2 (1% об. наночастиц).

Термостабильность образца ЭСН-2-ФИЛ-1 (1% об. наночастиц) превышает термостабильность классической эмульсии второго типа Э-2 более, чем на 100%.

Термостабильность образцов ЭСН-2-ФОВ-1 (0.5% об. наночастиц) и ЭСН-2-ФОВ-2 (1% об. наночастиц) на 56 и 44% соответственно превышает термостабильность классической эмульсии второго типа Э-2.

Проведенные сравнительные исследования подтверждают высокие технологические свойства разработанных эмульсионных систем

Таблица 3

**Результаты измерений термостабильности классических эмульсий
и эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂**

№ пп	Наименование образца	Состав эмульсионной системы, об. %				Вре- мя, ч	Стабильность при температуре °С, об. %						
		Диз. топли- во	Вода	Эмуль- гатор	Нано- части- цы		30	40	50	60	70	80	90
1	Э-1	15	82	3	-	6	0	0	0	0	1	1	2
						24	0	0	1	3	3	3	6
						48	0	0	2	4	5	5	50
2	Э-2	25	72	3	-	6	0	0	0	2	2	3	3
						24	2	2	2	4	4	5	7
						48	10	10	10	10	15	15	55
3	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	81,5	3	0,5	6	Абсолютная стабильность						
						24							
						48							
4	ЭСН-1-ФИЛ-1	15	81	3	1	6	Абсолютная стабильность						
						24							
						48							
5	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	81,5	3	0,5	6	Абсолютная стабильность						
						24							
						48							
6	ЭСН-1-ФИЛ-2	15	81	3	1	6	Абсолютная стабильность						
						24							
						48							
7	ЭСН-1-ФОБ	15	81,5	3	0,5	6	0	0	0	0	0	0	0
						24	0	0	0	0	0	0	0
						48	0	0	0	0	0	0	5
8	ЭСН-1-ФОБ	15	81	3	1	6	0	0	0	0	0	0	0
						24	0	0	0	0	0	0	0
						48	0	0	0	0	0	0	35
9	ЭСН-2-ФИЛ-1	15	81,5	3	0,5	6	2	2	2	3	3	3	3
						24	10	10	10	12	15	15	15
						48	15	15	15	17	17	17	17
10	ЭСН-2-ФИЛ-1	15	81	3	1	6	0	1	1	1	1	1	1
						24	1	1	1	1	2	2	2
						48	2	2	2	2	5	5	5
11	ЭСН-2-ФОБ-1	15	81,5	3	0,5	6	2	2	2	2	2	2	3
						24	7	7	7	10	10	15	15
						48	15	15	15	15	15	17	18
12	ЭСН-2-ФОБ-1	15	81	3	1	6	1	1	1	1	1	1	2
						24	2	2	2	2	2	3	3
						48	5	5	5	7	7	10	30
13	ЭСН-2-ФОБ-2	15	81,5	3	0,5	6	2	2	2	2	2	2	2
						24	5	5	7	8	15	17	20
						48	15	15	17	18	18	20	60
14	ЭСН-2-ФОБ-2	15	81	3	1	6	0	0	1	1	1	1	1
						24	1	1	2	2	2	4	4
						48	3	3	4	4	5	7	35



с содержанием наночастиц SiO_2 . Высокая стабильность разработанных составов потенциально позволит повысить эффективность технологий воздействия на нефтегазоносные пласты и фактически расширяет область применения эмульсионных систем, в т.ч. позволяет применять модифицированные эмульсионные системы в методах увеличения нефтеотдачи, технологиях интенсификации добычи нефти, технологиях глушения скважин в пластах с высоким газовым фактором или пластах с аномально низким/высоким пластовым давлением и в процессах строительства скважин.

Возможность регулирования динамической вязкости эмульсионных систем в широком диапазоне путем изменения объемного содержания водной составляющей, селективное действие эмульсионных систем и экологичность делают их высокоэффективными технологическими составами для предотвращения перетоков в системе пласт-скважина при строительстве скважин и ограничения водопритоков при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Библиографический список:

1. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Сергеев В.В., Кинзябаев Ф.С. Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2 // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 2. – С. 16–38. – DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38).
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
3. Дьячук И.А. Разработка заводненных нефтяных пластов на завершающих стадиях: монография / И.А. Дьячук, Ю.В. Зейгман. – Казань: Издательство Плутона, 2015. – 274 с.
4. 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.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 307 с.
6. Сургучев М.Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. – М.: Недра, 1991. – 347 с.



7. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии Наук РТ, 2012. – 664 с.
8. *Газизов А.А.* Научно-технические технологии добычи нефти / А.А. Газизов, А.Ш. Газизов, С.А. Богданова. – Казань: Центр инновационных технологий, 2014. – 392 с.
9. *Idogun A.K., Iyagba E.T., Ukwotije-Ikwut R.P. & Aseminaso A.* A Review Study of Oil Displacement Mechanisms and Challenges of Nanoparticle Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. 2016, August 2. doi:10.2118/184352-MS.
10. *Sergeev V.V. & Kinzyabaev F.S.* (2016, November 12). Improved Oil Recovery Technology Based on Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-18947-MS.
11. *Mcelfresh P.M., Holcomb D.L. & Ector D.* (2012, January 1). Application of Nanofluid Technology to Improve Recovery in Oil and Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154827-MS.
12. *Sergeev V., Imangaliyev B. & Ayupov R.* (2016, October 24). Intensification of Oil Production Based on Invert-Emulsion with SiO₂ Nanoparticles and Gelled Acid. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182039-MS.
13. *Yoon K.Y., Kotsmar C., Ingram D.R. et al.* 2011. Stabilization of Superparamagnetic Iron Oxide Nanoclusters in Concentrated Brine With Cross-Linked Polymer Shells. Langmuir 27 (17): 10962–10969. <http://dx.doi.org/10.1021/la2006327>.
14. *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.
15. *L. Wang, G. Zhang, J-J Ge, G. Li, J. Zhang, B. Ding.* Preparation of microgel nanospheres and their application in EOR, in: CPS/SPE, Society of Petroleum Engineers, China, Beijing, 2010.
16. *T. Hurnaus, J. Plank.* Crosslinking of guar and HPG based fracturing fluids using ZrO₂ nanoparticles, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2015.
17. *Xu K., Zhu P., Colon T., Huh C. & Balhoff M.* A Microfluidic Investigation of the Synergistic Effect of Nanoparticles and Surfactants in Macro-Emulsion-Based Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. 2017, April 1. doi:10.2118/179691-PA.
18. *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, 7–10 November 2016. SPE-183546-MS.
19. *Al-Anssari S., Berifceni A., Wang S., Maxim L. and Iglauer S.* Wettability alteration of oil-wet carbonate by silica nanofluid. Journal of colloid and interface science, 461 (1): 435-442.



20. *Braccalenti E., Del Gaudio L., Belloni A., Albonico P., Radaelli, E. & Bartosek M.* 2017, May 10. Enhancing Oil Recovery With Nanoemulsion Flooding. Offshore Mediterranean Conference.
21. *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. 2016, April 11. doi:10.2118/179644-MS.
22. *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. 2017, June 1. doi:10.2118/188141-MS.
23. *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. 2017, February 1. doi:10.2118/179628-PA.

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

**ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАТЕРИАЛА ДАННОЙ СТАТЬИ
ПРОСИМ ДЕЛАТЬ БИБЛИОГРАФИЧЕСКУЮ ССЫЛКУ НА НЕЁ:**

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.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

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).

**Контактная
информация:**

**Сергеев Виталий Вячеславович
e-mail: Sergeev@vi-energy.ru**

