

UDC 622.276.64

Author: ZEIGMAN Yury Veniaminovich, Doctor of Engineering, Professor, Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov St., 1, Ufa, Bashkortostan Republic, Russia, 450062, jvzeigman@gmail.com;

Author: MUKHAMETSHIN Vyacheslav Sharifullovich, Doctor of Engineering, Professor, Ufa State Petroleum Technological University, Devonskaya St., 54A, Oktyabrsky, Bashkortostan Republic, Russia, 452600, vsh@of.ugntu.ru;

Author: SERGEEV Vitaly Vyacheslavovich, Ph.D. in Engineering, Head for Innovations, VI-ENERGY LLC, Skolkovo Foundation; Malevich St., 1, Skolkovo Innovation Center, Moscow, Russia, 143026, vsmyn23@gmail.com;

Author: KINZYABAEV Fanis Suleimanovich, CEO, VI-ENERGY LLC, Skolkovo Foundation, Skolkovo Foundation; Malevich St., 1, Skolkovo Innovation Center, Moscow, Russia, 143026, k.fanis@bk.ru

EXPERIMENTAL STUDY OF VISCOSITY PROPERTIES OF EMULSION SYSTEM WITH SiO₂ NANOPARTICLE

EXTENDED ABSTRACT:

When oil production is increasing due to intensive oilfield development methods supporting seam pressure by water injection oil producers face the problem of displacement agent break in more permeable intervals of petroleum reservoir. That leads to dramatic increase of product inundation for well stock and decrease of economic efficiency for well performance.

Nowadays the petroleum engineers have proposed more than 100 technologies designed to restrict water inflows and flooding agent to bottom-hole zone of the production wells. The water inflows restriction technologies are distinguished by the type of applied chemical compositions and the way how the chemical compositions are delivered to bottom-hole zone. The analysis of the currently applied chemical compositions has allowed authors to reveal the common feature. The common feature is that the currently applied chemical compositions are non-selective and they produce isolating or blocking effect onto water-saturated and oil-saturated zones of the petroleum reservoir. The application of the non-selective high-stability chemical compositions leads to uncontrolled colmatation of all treated intervals and makes it difficult to involve them into filtration process in future.

This work presents the technology for the selective reservoir stimulation based on emulsion systems with SiO₂ nanoparticles content and gelling acid com-



position. The technology was developed for complex impact on formation system, that achieved by blocking water-saturated intervals of reservoir and stimulation of less permeable oil-saturated intervals of reservoir. The paper shows the results of complex laboratory experiments to study viscosity parameters of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles content. The results of the experiments revealed the ability of the SiO₂ nanoparticles to rise dynamic viscosity of the different type of emulsion systems: oil in water and water in oil. Test for thermostability of the modified emulsion systems showed stability of the systems under 80°C. In addition, the modified emulsion systems kept the ability to decrease significantly viscosity in the reaction with hydrocarbons, i.e. the emulsion systems with SiO₂ nanoparticles are selective compositions for the water-inflows restriction.

Key words: nanoparticles; emulsion systems; viscosity properties; reservoir stimulation; bottom-hole zone; selective treatment.

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)

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 study of viscosity properties of emulsion system with SiO2 nanoparticles</span> by <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="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) " property="cc:attributionName" rel="cc:attributionURL">Zeigman Y.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzybaev F.S. </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-2-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-2-2017/</a>.<br />Permissions beyond the scope of this license may be available at <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="vsmyn23@gmail.com" rel="cc:morePermissions">vsmyn23@gmail.com</a>.
```

The most part of the oil-gas fields in Russia are developed by means of artificial waterflooding of reservoirs. During the oil and gas recovery process in the filtration channels moving part of hydrocarbons is gradually substituted for displacement agent. The application of the maintenance of reservoir pressure system allows producers of oil-gas fields to keep the production rate on the high level [1].

Despite the obvious advantages of the maintenance reservoir pressure system in the most cases the decreasing of the nonaqueous production pe-



riod takes place. When the break of injection fluid in highly-permeable intervals of reservoir occurs, water-cut of well stock reaches 90 and more percents. Thus further oil extraction in water-cut wells becomes non-profitable [1–3].

The currently applied oil-gas fields development systems make it possible to recover a small part of the recoverable resources. Average amount of discovered reserves that remains unextracted is from 55 to 80% [1–4].

In this circumstances, it is necessary to apply the technologies, which allows increase oil resource recovery factor. This type of technologies includes the method for selective reservoir treatment. These technologies treat the oil-saturated zones with active compositions after the water-saturated zones treatment by the selective water-blocking solution [5, 6].

The experience of selective reservoir treatment technology application in the carbonate reservoirs of Pashninsky oilfield

The technology is the combination of two different types of treatments with different impact onto bottom-hole zone (BHZ) [7–9]. The combination leads to the synergetic effect. The impact onto formation system is performed in two steps: the first step – highly-permeably water-saturated zones treatment by the emulsion system (ES), the second step – low-permeable zones treatment by acid composition.

Application of the emulsion systems to restrict the water-breakthroughs from high-permeable zones leads to the block of the water-saturated zones.

Capability of the emulsion systems to decrease viscosity under reaction with hydrocarbons prevents from the colmatation of the middle- and low-permeable oil saturated zones. These actions provide further selective impact by acid composition onto oil-saturated zones.

Basing on the results of 6 months monitoring of the wells, which were treated by the selective technology, it was determined that the average positive effect equals to 4 months [9]. After this period the water-cut index rises to the initial treatment level. In this regard, to improve the water-blocking solution properties a series of the laboratory experiments for the enhancement of the stability and viscosity properties was performed.



Laboratory studies of viscosity properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles

The application of nanoparticles in the area of development of oil and gas fields became popular in early 2000s. Today we know a large number of nanoparticle types and the methods to apply them to create the modified systems with new physicochemical properties [10–17].

The main idea of the laboratory research was to develop emulsion systems with high stability physicochemical properties. The experiments were carried out with two types of emulsions: oil in water (O/W) and water in oil (W/O).

Laboratory experiments that studied the emulsion systems viscosity properties were carried out by using rotational viscosimeter DV-E VISCOMETER «BROOKFIELD».

Before emulsion systems viscosity parameters were measured, the components of the basic emulsion (diesel fuel, emulsifier and model of reservoir water with density 1020 kg/m³) had been mixed in the device «CAT R50 D» for 15 min.

To determine the emulsion viscosity dynamics and viscosity dependence from the water content NaCl and CaCl₂ taken in volume: 5...30% mas under temperature 20°C were added into the samples of emulsion (Fig. 1).

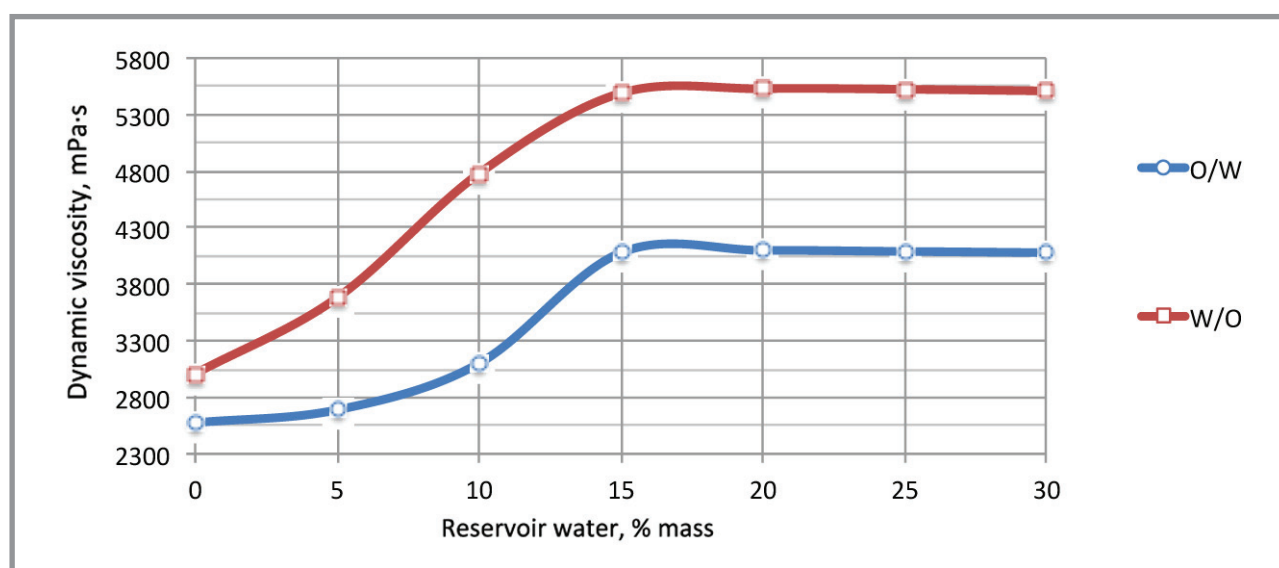


Fig. 1. Dynamic viscosity curves for the basic samples of the O/W and W/O emulsions on the reservoir water content (spindle speed 30 rpm.)



When the measurement of base samples was fulfilled, the experiments to identify O/W and W/O emulsions dynamic viscosity dependence on mass fraction of SiO_2 nanoparticles content, determination of the optimal concentration of the additives and thermostability of the modified emulsion systems were performed.

At the first step of the experiments experimental samples with 0.5, 1 and 2% mass fraction of SiO_2 nanoparticles were prepared. After that, the reservoir water was added (5...30% mass) in each sample of emulsions and mixed on stirrer «CAT R50 D» due 20 min. Then the dynamic viscosity parameters were measured on the rotational viscometer. Experiments were carried out at 20 °C.

Same measurements were carried out for the modified emulsion systems with SiO_2 nanoparticles content (O/W and W/O types). The characteristic curves are presented in figures 2 and 3.

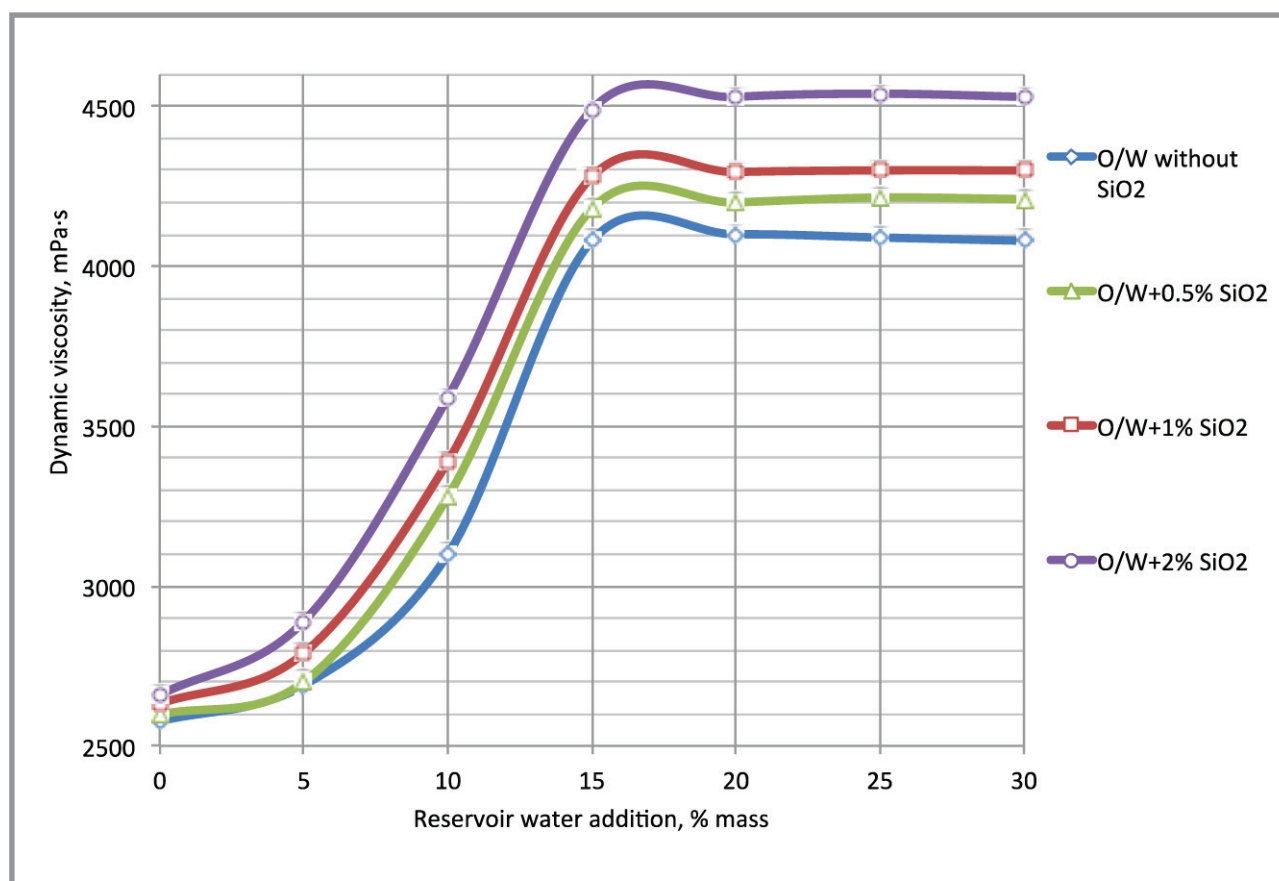


Fig. 2. Dynamic viscosity curves for the O/W emulsions + SiO_2 nanoparticles on the reservoir water content (spindle speed 30 rpm.)



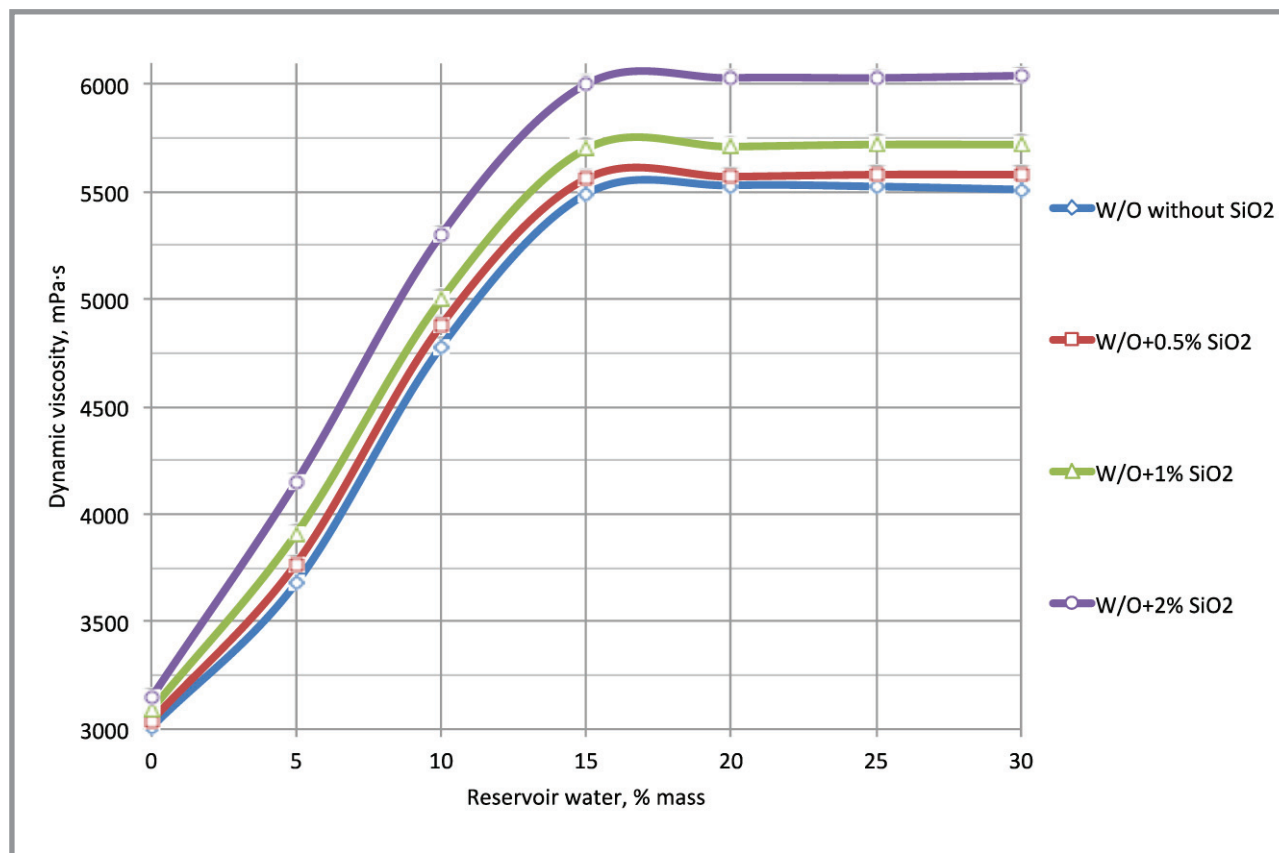


Fig. 3. Dynamic viscosity curves for the W/O emulsions + SiO₂ nanoparticles on the reservoir water content (spindle speed 30 rpm.)

The type of the emulsion system is chosen in dependence on the wettability of rock. In case of the hydrophilic rocks O/W emulsion system with SiO₂ nanoparticles was applied. In case of the hydrophobic rocks W/O emulsion system with SiO₂ nanoparticles was applied.

The revealed dependences make it possible to conclude that the presence of the SiO₂ nanoparticles (2% mass) in emulsion systems leads to increasing dynamic viscosity up to 6000 mPa·s by mixing with 30% mass fraction of reservoir water (Fig. 4).

The thermostability experiments were carried out by using water bath «LOIP LB-161». Analysis of experimental results made it possible to determine that the sample of W/O + SiO₂ nanoparticles (15% mass reservoir water content) were stable at 80°C for 48 hours (the period of the experiment).

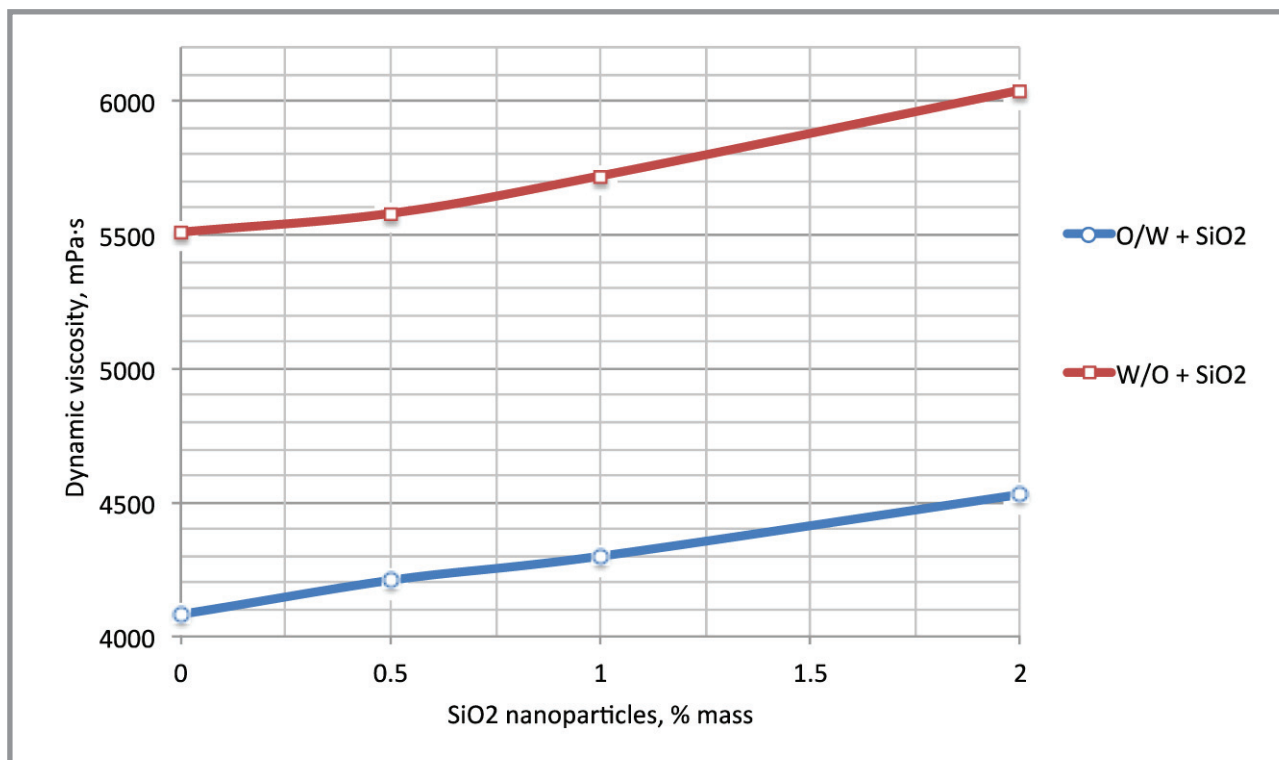


Fig. 4. Dependence of the dynamic viscosity of emulsion systems with 30% mass reservoir water on SiO₂ nanoparticles content (spindle speed 30 rpm.)

Studying the emulsion systems with SiO₂ nanoparticles content ability to decrease viscosity properties in reaction with hydrocarbons

Hydrocarbons are hydrophobic compounds which are incompatible with water. However, the ability of hydrocarbons to diffuse to the center of the micelles has an influence on their shape, size, and consequently on the rheological properties [18, 19].

For the experiments the samples with 2% mass fraction of nanoparticles were chosen. In these samples different amount of the reservoir water were added: 5...30% mass respectively.

Alternately the samples were mixed with crude oil (viscosity 22 mPa·s, density 866 kg/m³) in the test glass at a ratio of 50 ml emulsion and 20 ml of oil. The samples were shaken for 20 seconds. After that, the samples were held in water bath at 40°C for 1 hour. After thermostability tests the gravitational segregation of the emulsion system were observed in two phase: hydrocarbon and water phases. After that the viscosity parameters were



measured on a rotational viscometer at a spindle speed of 30 rpm/min. The results for the W/O system are presented at figure 5.

The results of the experiments identified that the emulsion systems with SiO_2 nanoparticles content possess high sensitivity to hydrocarbons. Reaction with oil leads to significant reduction of viscosity: maximum – 6040 to 80 mPa·s and minimum – 3150 up to 40 mPa·s.

At the last stage of the experiments the each sample after reaction with oil was filtered through a sieve (cell size 500 micron). Precipitation and high viscosity individual clumps were not observed. We can make an assumption that these changes in viscosity parameters were result of hydrocarbon micelles solubilizing.

The results of the carried out complex of the rheological experiments confirmed the abilities of the emulsion systems with SiO_2 nanoparticles content increase stability, dynamic viscosity with the reaction with water and significantly decrease viscosity properties and decompose due the re-

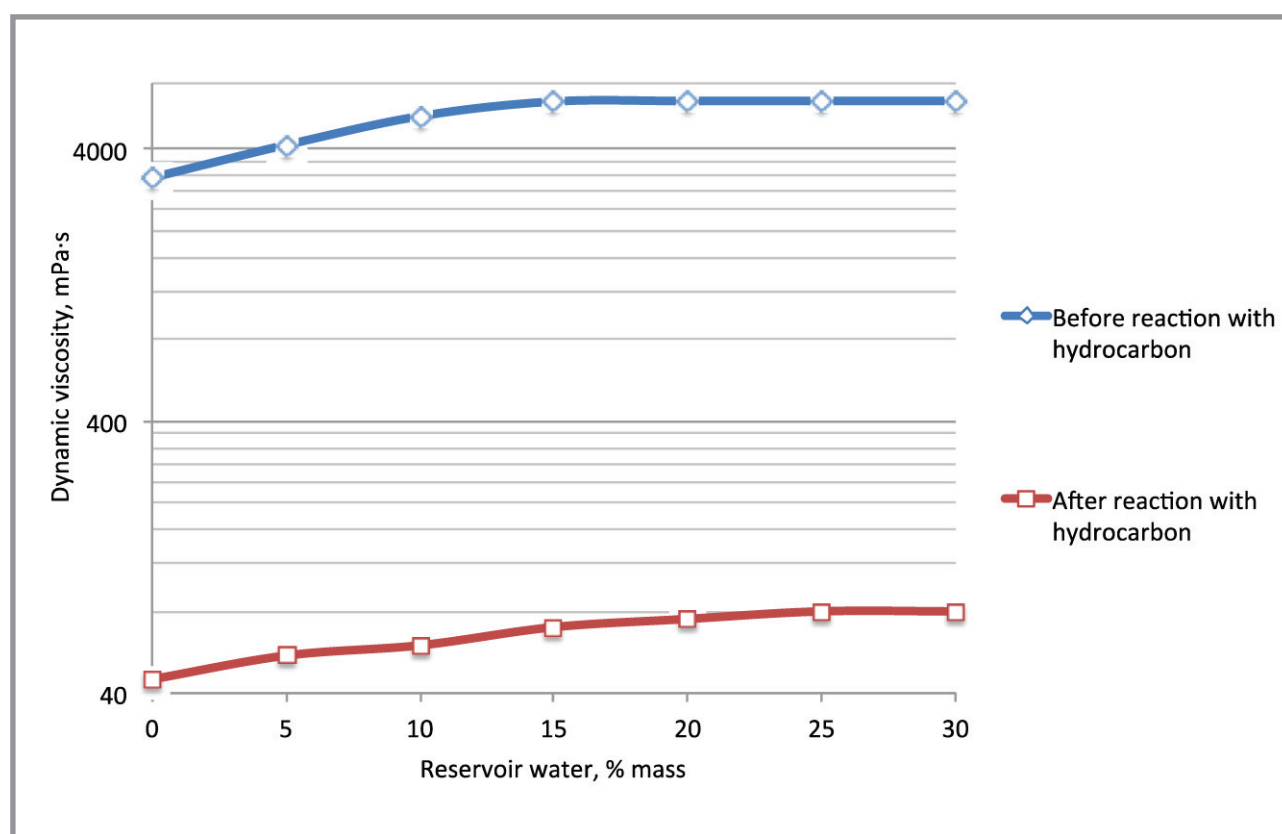


Fig. 5. Dynamic viscosity of the W/O system + 2% SiO_2 nanoparticles before and after reaction with the hydrocarbons



action with hydrocarbons. These are important properties if we are talking about the application of the emulsion systems to improve oil recovery methods. The new limits of the emulsions physicochemical properties provides opportunity for selective treatment of the water-saturated intervals in petroleum reservoir. The selectivity is one of the main advantage of the emulsion systems compared to other currently used water-blocking solutions.

References:

1. *Diachyk I.A.* Razrabotka zavodnennyh neftjanyh plastov na zavershajushhiih stadijah [Development of the late stage water-flooded petroleum reservoirs]. Diachyk I.A., Zeigman Y.V. Kazan. 2015. 274 p. (In Russian).
2. *Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh.* Voprosy jeffektivnosti razrabotki nizko-produktivnyh karbonatnyh kollektorov na primere Turnejskogo jarusa Tujmazinskogo mestorozhdenija [Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field]. Oil industry. 2013. № 12. p. 106–110. (In Russian).
3. *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 mechanism of impact on formation system]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. № 1. p. 50–54. (In Russian).
4. *Gazizov A.Sh., Gazizov A.A., Kabirov M.M. et al.* Intensification of oil production in abnormal operating conditions. Kazan: Center of Innovative technologies. 2008. 304 p.
5. *Ibragimov I.G., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F.* Jeffektivnost' kompleksa tehnologij stimuljatsii skvazhin v OAO «Tatneft'» [Effectiveness of complex technologies of wells stimulations JSC «Tatneft»]. Oil Industry. 2014. № 7. p. 43–52. (In Russian).
6. *Xie X., W. W., Tong Z.J., & Morrow N.R.* (2005, September 1). Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/89424-PA.
7. *Zeigman Y.V., Sergeev V.V., Kinzybaev F.S.* Analiz jeffektivnosti primenenija tehnologij intensivizatsii dobychi nefti na zavershajushhei stadii razrabotki neft-



egazovyh mestorozhdeni [Performance analysis of reservoir stimulation technologies implementation in the late stage of development oilfields]. *Oilfield Engineering*. 2017. № 1. p. 32–36. (In Russian).

8. *Sergeev V.V.* Sposob obrabotki prizaboynoi zony plasta [Petroleum reservoir stimulation method]. Patent for invention № 2583104. Issued 17/12/2014.
9. *Zeigman Y.V., Sergeev V.V.* Opytno-promyshlennoe vnedrenie kompleksnoj tehnologii intensivatsii dobychi nefiti iz karbonatnyh kollektorov [Pilot implementation of the complex technology of intensification of oil production from carbonate reservoirs]. *Oilfield Engineering*. 2015. № 8. 2015. p. 32–37. (In Russian).
10. *Xue Z., Foster E., Wang Y. et al.* 2014. Effect of Grafted Copolymer Composition on Iron Oxide Nanoparticle Stability and Transport in Porous Media at High Salinity. *Energy Fuels* 28 (6): 3655–3665. <http://dx.doi.org/10.1021/ef500340h>.
11. *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>.
12. *Yoon K.Y., Li Z., Neilson B.M. et al.* 2012. Effect of Adsorbed Amphiphilic Copolymers on the Interfacial Activity of Superparamagnetic Nanoclusters and the Emulsification of Oil in Water. *Macromolecules* 45 (12): 5157–5166. <http://dx.doi.org/10.1021/ma202511b>.
13. *Worthen A., Taghavy A., Aroonsri A. et al.* 2015. Multi-Scale Evaluation of Nanoparticle-Stabilized CO₂-in-Water Foams: From the Benchtop to the Field. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 28–30 September. SPE-175065-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/175065-MS>.
14. *Ko S., Prigiobbe V., Huh C. et al.* 2014. Accelerated Oil Droplet Separation From Produced Water Using Magnetic Nanoparticles. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, 27–29 October. SPE-170828-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/170828-MS>.
15. *Denney D.* (2011, January 1). Nanosized Particles for Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0111-0054-JPT.
16. *Torsater O., Engeset B., Hendraningrat L., & Suwarno S.* (2012, January 1). Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: An Experimental Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163335-MS.
17. *Alomair O.A., Matar K.M., & Alsaeed Y.H.* (2014, October 14). Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171539-MS.



18. *Shokrlu Y.H., & Babadagli T.* (2011, January 1). Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/146661-MS.
19. *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.
20. *Shibaev A.V.* How a viscoelastic solution of wormlike micelles transforms into a microemulsion upon absorption of hydrocarbon: New insight [Text]. A.V. Shibaev, M.V. Tamm, V.S. Molchanov, A.V. Rogachev, A.I. Kuklin, E.E. Dormidontova, O.E. Philippova. *Langmuir*. 2014. V. 30. No 13. P. 3705–3714.
21. *Pletneva V.A.* Viscoelasticity of Smart Fluids Based on Wormlike Surfactant Micelles and Oppositely Charged Magnetic Particles. V.A. Pletneva, V.S. Molchanov, O.E. Philippova [Text]. *Langmuir*. 2015. V. 31 (1). P. 110–119.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

Zeigman Y.V., Mukhametshin V.Sh., Sergeev V.V., Kinzyabaev F.S. Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologii 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.

Contact information

Ph.: +7 916 420 99 70
E-mail: vsmyn23@gmail.com
Sergeev Vitaly



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: МУХАМЕТШИН Вячеслав Шарифуллович, д-р техн. наук, проф., директор филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 А, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия, 452600, vsh@of.ugntu.ru;

Автор: СЕРГЕЕВ Виталий Вячеславович, канд. техн. наук, директор по инновациям ООО «ВИ-ЭНЕРДЖИ», Фонд «Сколково»; ул. Малевича, д. 1, территория ИЦ «Сколково», г. Москва, Россия, 143026, vsmyn23@gmail.com;

Автор: КИНЗЯБАЕВ Фанис Сулейманович, ген. директор ООО «ВИ-ЭНЕРДЖИ», Фонд «Сколково»; ул. Малевича, д. 1, территория ИЦ «Сколково», г. Москва, Россия, 143026, k.fanis@bk.ru

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКОСТНЫХ СВОЙСТВ ЭМУЛЬСИОННЫХ СИСТЕМ С СОДЕРЖАНИЕМ НАНОЧАСТИЦ SiO₂

АННОТАЦИЯ К СТАТЬЕ (АВТОРСКОЕ РЕЗЮМЕ, РЕФЕРАТ):

При наращивании объемов добычи нефти в условиях применения интенсивных систем разработки с применением поддержания пластового давления закачкой воды в пласты недропользователи сталкиваются с проблемой прорыва вытесняющего агента по более проницаемым интервалам пластов, что приводит к резкому обводнению продукции добывающего фонда скважин и снижению экономической эффективности эксплуатации скважин.

В настоящее время специалистами отрасли предложены более сотни технологий ограничения притоков пластовых вод и вытесняющего агента к забоям добывающих скважин. Технологии ограничения водопритокков различаются по виду применяемых химических составов и способам их доставки в пласт. При этом анализ химических составов, применяемых для ограничения водопритокков, позволил выявить общую особенность. Эта особенность заключается в том, что применяемые химические составы являются неселективными и оказывают изолирующее или блокирующее действие как на водонасыщенные, так и на нефтенасыщенные интервалы пластов. Применение неселективных высокостабильных химических составов приводит к неконтролируемой



кольматации всех обрабатываемых интервалов и дополнительным трудностям вовлечения обработанных интервалов в процесс фильтрации.

В статье представлена технология интенсификации добычи нефти с применением эмульсионных систем с наночастицами SiO_2 и загущенных кислотных составов. Технология разработана для селективного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП), которое обеспечивается блокировкой водонасыщенных интервалов и стимуляцией менее проницаемых нефтенасыщенных интервалов в ПЗП. Представлены результаты комплекса лабораторных экспериментов по исследованию вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2 . По результатам лабораторных исследований выявлена способность наночастиц SiO_2 увеличивать динамическую вязкость эмульсионных систем прямого и обратного типа. Тесты на термостабильность модифицированных эмульсионных систем показали устойчивость систем при температуре 80°C . При этом модифицированные наночастицами SiO_2 эмульсионные системы сохранили способность к значительному снижению вязкости при реакции с углеводородами, т.е. являются селективными составами для ограничения водопритоков.

Ключевые слова: наночастицы, эмульсионный состав, интенсификация добычи нефти, призабойная зона пласта, селективная обработка.

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)

МАШИНОЧИТАЕМАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СС-ЛИЦЕНЗИИ В МЕТАДАНЫХ 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 вязкостных свойств 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-2-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-2-2017/</a>.<br />Разрешения, выходящие за рамки данной лицензии, могут быть доступны на странице <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="vsmyn23@gmail.com" rel="cc:morePermissions">vsmyn23@gmail.com</a>.
```



Большая часть нефтегазовых месторождений РФ разрабатывается с применением систем искусственного заводнения продуктивных пластов. В процессе выработки нефтегазового месторождения в каналах фильтрации происходит постепенная замена подвижной части углеводородов на вытесняющий агент. Применение систем искусственного заводнения позволяет недропользователям поддерживать высокие темпы отбора жидкости из продуктивного горизонта [1].

Несмотря на очевидные преимущества применения систем заводнения для увеличения полноты извлечения нефти в большинстве случаев происходит сокращение периода безводной эксплуатации залежи. При прорыве нагнетаемого агента по высокопроницаемым интервалам пластов обводненность добывающего фонда скважин достигает 90 и более процентов, при этом дальнейшая добыча нефти из обводненных скважин становится нерентабельной [1...3].

Применяемые системы разработки нефтяных месторождений позволяют добыть лишь часть от извлекаемых запасов углеводородов. В среднем от 55 до 80% от разведанных запасов нефти остаются неизвлеченными [1...4].

В этих условиях необходимо применение технологий, которые способны повысить полноту выработки запасов углеводородов. К таким технологиям относятся способы воздействия на пластовую систему, позволяющие селективно воздействовать на средне- и низкопроницаемые интервалы пластов, предварительно ограничив движение воды по высокопроницаемым интервалам и предотвратив прорывы нагнетаемых агентов к добывающим скважинам [5, 6].

Опыт применения селективной технологии ИДН в карбонатных пластах Пашнинского месторождения

Технология заключается в комбинировании двух способов различного вида обработок ПЗП [7...9]. Комбинирование приводит к



получению синергетического эффекта. Воздействие на пластовую систему производится поэтапно: первый этап – обработка высокопроницаемых интервалов ПЗП эмульсионной системой (ЭС), второй этап – воздействие кислотным составом на низкопроницаемые интервалы ПЗП [3].

Применение ЭС для ограничения водопритокков из высокопроницаемых участков ПЗП обеспечивает блокировку водонасыщенных интервалов. Способность ЭС снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной фазой предотвращает коагуляцию средне- и низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов и обеспечивает последующее эффективное селективное воздействие на них кислотными составами.

По результатам мониторинга работы добывающих скважин Пашинского нефтегазоконденсатного месторождения, обработанных по селективной технологии ИДН, установлено, что положительный технологический эффект интенсификации добычи нефти в среднем составляет 4 мес [9]. По прошествии 4 мес. обводненность скважин снова возрастала до прежнего уровня. В связи с этим для усовершенствования технологии ИДН были проведены эксперименты по увеличению стабильности физико-химических свойств водоизолирующего состава.

Лабораторные исследования вязкостных свойств ЭС с содержанием наночастиц SiO₂

Применение наночастиц в области разработки нефтегазовых месторождений начало набирать популярность с начала 2000-ых годов. На сегодняшний день известно большое количество видов наночастиц и способов их применения для создания модифицированных систем с новыми физико-химическими свойствами [10...17].

С целью разработки высокостабильного ЭС проведены лабораторные эксперименты по исследованию вязкостных свойств двух типов эмульсионных систем (прямой и обратной) с добавками наночастиц SiO₂ и определению термостабильности разработанных составов.

Лабораторные эксперименты по исследованию динамики вязкостных свойств ЭС прямого и обратного типа проводились на приборе DV-E VISCOMETER «BROOKFIELD».



Перед проведением экспериментов по исследованию вязкостных свойств ЭС с помощью устройства «CAT R50 D» в течение 15 мин проводилось смешение компонентов, составляющих образцы базовых ЭС: дизельное топливо, эмульгатор и модель пластовой воды (растворы CaCl_2 , NaCl плотностью не выше 1020 кг/м^3).

С целью определения динамики вязкости базовых ЭС прямого и обратного типа при смешении с моделью пластовой воды производили добавки раствора хлорида кальция плотностью 1020 кг/м^3 в базовые образцы в объемах: 5...30 масс. % при 20°C (рис. 1).

После определения вязкости базовых образцов ЭС были проведены эксперименты по определению зависимости вязкости ЭС от массового содержания наночастиц SiO_2 и выявлению оптимальной концентрации наночастиц SiO_2 в ЭС при смешении составов с моделью пластовой воды (раствор CaCl_2), а также термостабильности составов.

Для экспериментов были подготовлены 12 опытных образцов ЭС прямого и обратного типов с добавками наночастиц SiO_2 в количествах: 0,5; 1 и 2 масс.%. После этого в каждый из опытных образцов производили добавку модели пластовой воды в объемах: 5...30 масс.%. Затем составы тщательно перемешивались магнитной мешалкой в течение

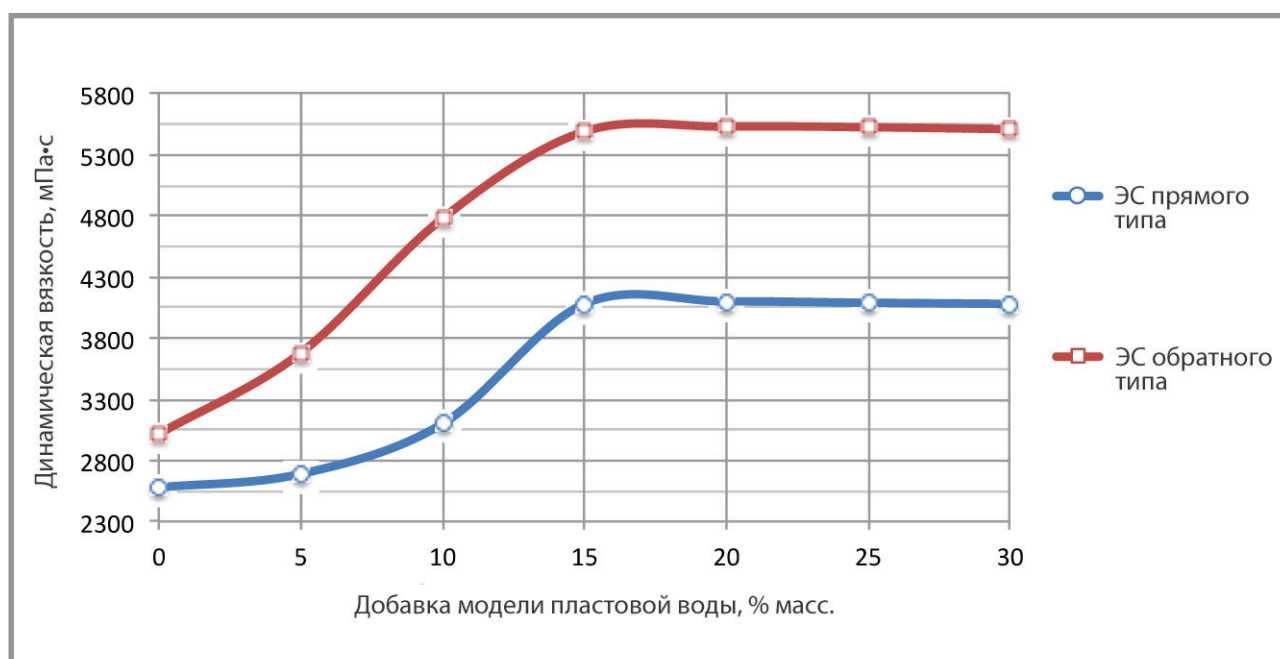


Рис. 1. Зависимость вязкости базовых ЭС от содержания модели пластовой воды при скорости вращения шпинделя 30 мин^{-1}



20 мин и производили измерение вязкости полученных составов. Исследования проводились при температуре 20°C.

Тип эмульсионной системы выбирали в зависимости от характера смачиваемости горных пород продуктивных интервалов.

В случае гидрофильности горных пород продуктивного интервала применяли состав модифицированного ЭС прямого типа с содержанием наночастиц SiO_2 .

По результатам проведенных экспериментов построены зависимости динамики вязкости ЭС прямого типа с добавками наночастиц SiO_2 при смешении с моделью пластовой воды (рис. 2).

В случае преимущественной гидрофобности горных пород продуктивного интервала применяли состав модифицированного ЭС обратного типа с содержанием наночастиц SiO_2 .

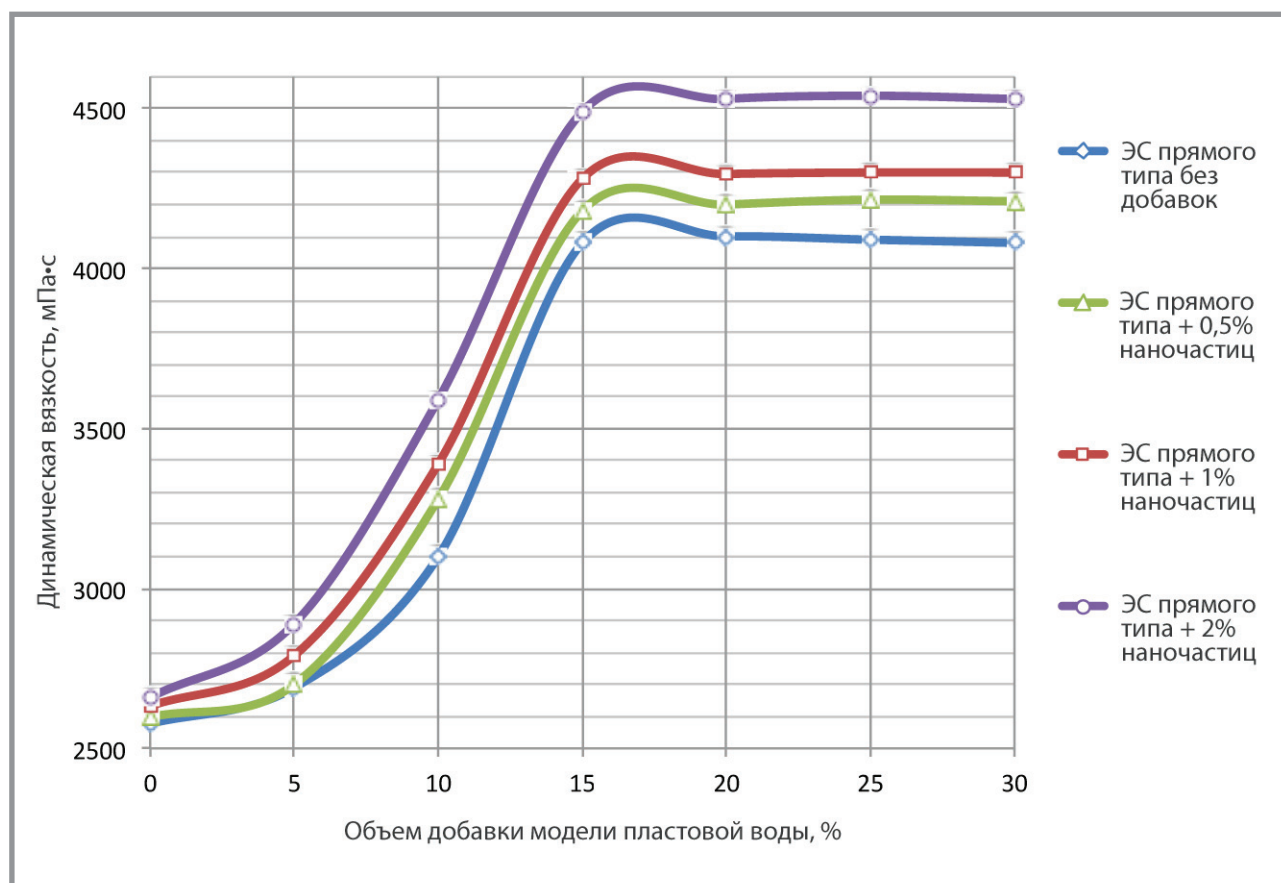


Рис. 2. Зависимость вязкостей ЭС прямого типа + наночастицы SiO_2 от содержания модели пластовой воды при скорости вращения шпинделя 30 мин^{-1}



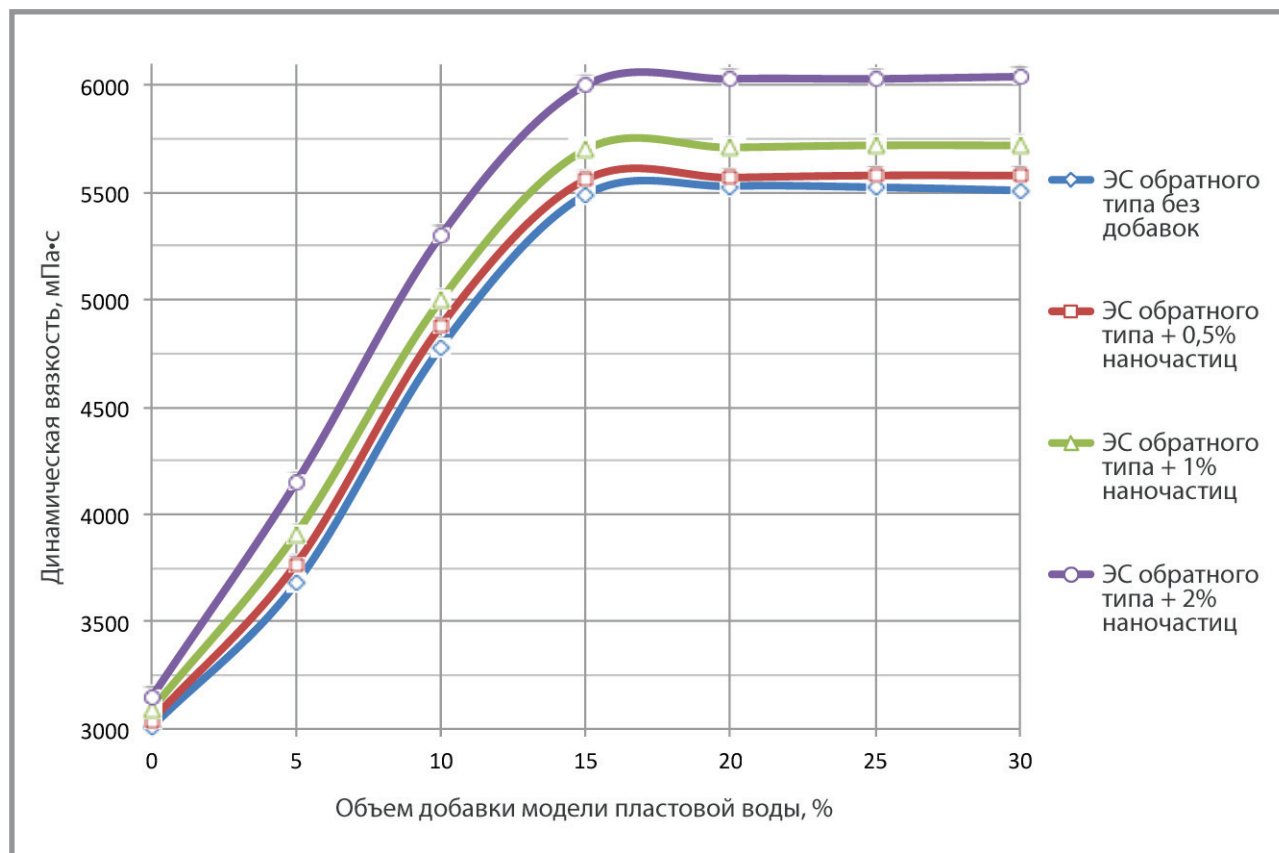


Рис. 3. Зависимость вязкостей составов ЭС обратного типа + наночастицы SiO₂ от содержания модели пластовой воды при скорости вращения шпинделя 30 мин⁻¹

По результатам проведенных экспериментов построены графики динамики вязкости ЭС обратного типа с добавками наночастиц SiO₂ при смешении с моделью пластовой воды (рис. 3).

Полученные зависимости позволили сделать вывод, что наличие добавки от 0,5 до 2 масс. % наночастиц SiO₂ в составах ЭС как прямого, так и обратного типов приводит к увеличению вязкости ЭС до 6040 мПа·с при смешении с 30 масс. % модели пластовой воды (рис. 4).

Исследование термостабильности систем производили в водяной бане «LOIP LB-161». В результате экспериментов с составами ЭС + наночастицы SiO₂ с добавками раствора CaCl₂ – 15 масс. % на термостабильность установлено, что в интервале добавок наночастиц SiO₂ от 0,5...2 масс. % составы проявили стабильность при температуре 80°C и выдержке в течение 48 часов.



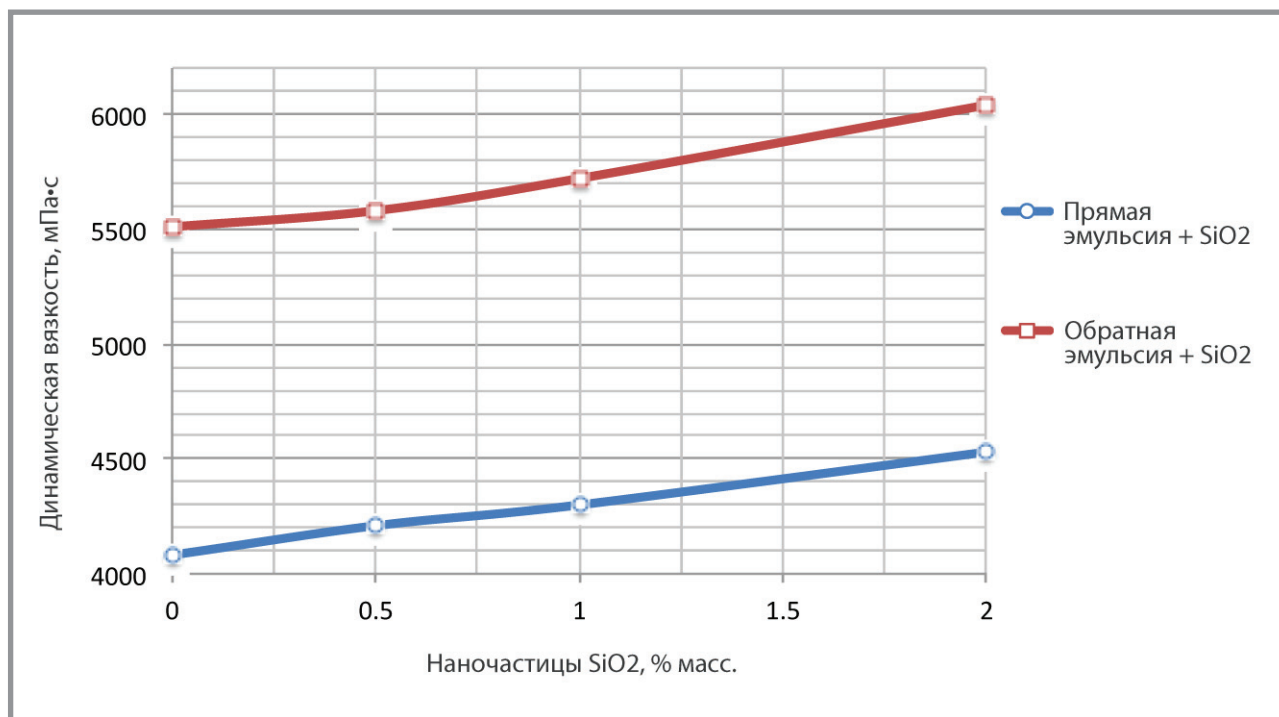


Рис. 4. Зависимость вязкостей ЭС с 30 масс. % модели пластовой воды от содержания наночастиц SiO₂ (скорость вращения шпинделя 30 мин⁻¹)

Исследование способности эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной средой

Углеводороды являются соединениями, не смешивающимися с водой. Однако способность углеводородов диффундировать в ядра мицелл оказывает влияние на их форму, размер и, как следствие, на реологические свойства растворов [18, 19].

Для экспериментов были выбраны составы с содержанием 2 масс.% наночастиц SiO₂, в которые производили различные по объему добавки модели пластовой воды: 5...30 масс.%. Эксперименты проводили следующим образом.

Поочередно полученные образцы ЭС с различным массовым содержанием модели пластовой воды смешивали с нефтью (вязкость – 22 мПа·с, плотность – 866 кг/м³) в соотношении 50 мл раствора на 20 мл нефти. Смесь в течение 20 секунд перемешивали. Полученную массу в течение 1 ч выдерживали в водяной бане при температуре 40°C. По-



сле выдержки наблюдалось фазовое разделение системы на верхнюю – углеводородную – и нижнюю – водную фазы. После этого проводили измерение вязкости полученных образцов на ротационном вискозиметре при скорости вращения шпинделя 30 мин^{-1} . Результаты экспериментов по взаимодействию нефти с модифицированными ЭС обратного типа графически представлены на рис. 5.

По результатам экспериментов определена высокая чувствительность состава ЭС + наночастицы SiO_2 к углеводородам. Смешение с нефтью приводило к значительному снижению вязкости: с максимального значения – 6040 до 80 мПа·с, минимального значения – 3150 до 40 мПа·с.

На последнем этапе экспериментов каждый из образцов, смешанных с нефтью, был пропущен через сито (размер ячейки 500 мкм). На сите не наблюдали задержки высоковязких осадков и отдельных

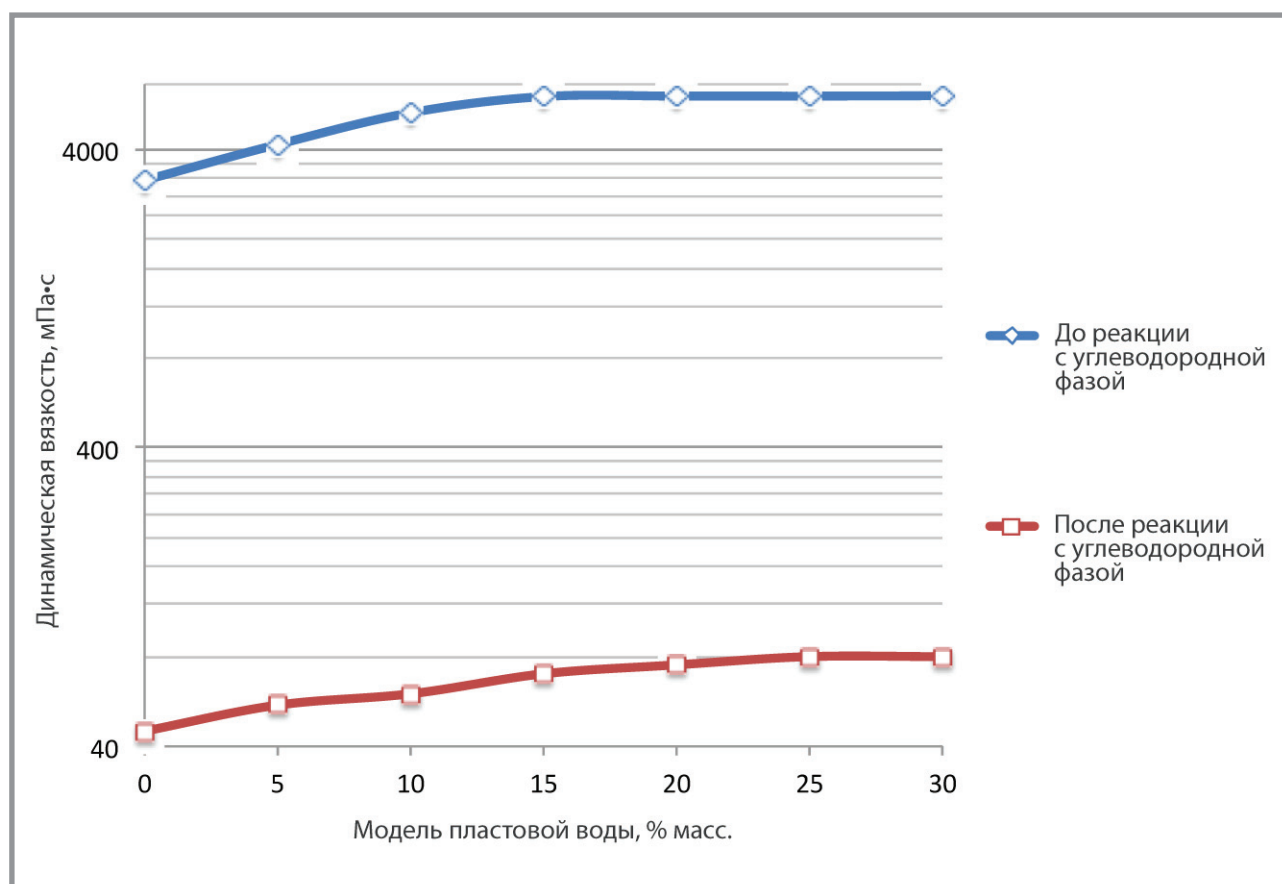


Рис. 5. Динамическая вязкость ЭС обратного типа + 2% наночастиц SiO_2 до и после смешения с углеводородной фазой



сгустков. Считаем, что такое изменение вязкости обусловлено сольubilизацией углеводов.

Результаты проведенных экспериментов подтвердили способность эмульсионных систем, модифицированных наночастицами SiO_2 , увеличивать стойкость и динамическую вязкость составов, а также значительно снижать вязкость при взаимодействии с углеводородной средой, что имеет большое значение при применении водоизолирующих составов в технологиях интенсификации добычи нефти или увеличения нефтеотдачи пластов. Способность растворов избирательно блокировать водонасыщенные интервалы пласта является главной особенностью и преимуществом составов на основе эмульсий.

Библиографический список:

1. Дьячук И.А. Разработка заводненных нефтяных пластов на завершающих стадиях: монография / И.А. Дьячук, Ю.В. Зейгман. – Казань: Издательство Плутона, 2015. – 274 с.
2. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
3. Классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев, Р.Р. Аюпов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 50–53.
4. *Gazizov A.Sh., Gazizov A.A., Kabirov M.M. et al.* Intensification of oil production in abnormal operating conditions. Kazan: Center of Innovative technologies. 2008. 304 p.
5. Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть» / Н.Г. Ибрагимов, М.Х. Мусабилов, А.Ф. Яртиева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 43–52.
6. *Xie, X., W. W., Tong, Z. J., & Morrow, N. R.* (2005, September 1). Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/89424-PA.



7. Анализ эффективности применения технологий интенсификации добычи нефти на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев, Ф.С. Кинзябаев // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 32–36.
8. Сергеев В.В. Способ обработки призабойной зоны пласта // Патент РФ № 2583104. заявл. 17.12.2014, опубл. 10.05.2016. Бюл. №13.
9. Зейгман Ю.В., Сергеев В.В. Опытнo-промысленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 32–37.
10. Xue Z., Foster E., Wang Y. et al. 2014. Effect of Grafted Copolymer Composition on Iron Oxide Nanoparticle Stability and Transport in Porous Media at High Salinity. *Energy Fuels* 28 (6): 3655–3665. <http://dx.doi.org/10.1021/ef500340h>.
11. 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>.
12. Yoon K.Y., Li Z., Neilson B.M. et al. 2012. Effect of Adsorbed Amphiphilic Copolymers on the Interfacial Activity of Superparamagnetic Nanoclusters and the Emulsification of Oil in Water. *Macromolecules* 45 (12): 5157–5166. <http://dx.doi.org/10.1021/ma202511b>.
13. Worthen A., Taghavy A., Aroonsri A. et al. 2015. Multi-Scale Evaluation of Nanoparticle-Stabilized CO₂-in-Water Foams: From the Benchtop to the Field. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 28–30 September. SPE-175065-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/175065-MS>.
14. Ko S., Prigiobbe V., Huh C. et al. 2014. Accelerated Oil Droplet Separation From Produced Water Using Magnetic Nanoparticles. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, 27–29 October. SPE-170828-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/170828-MS>.
15. Denney D. (2011, January 1). Nanosized Particles for Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0111-0054-JPT.
16. Torsater O., Engeset B., Hendraningrat L., & Suwarno S. (2012, January 1). Improved Oil Recovery by Nanofluids Flooding: An Experimental Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163335-MS.
17. Alomair O.A., Matar K.M., & Alsaeed Y.H. (2014, October 14). Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171539-MS.
18. Shokrlu Y.H., & Babadagli T. (2011, January 1). Transportation and Interaction of Nano and Micro Size Metal Particles Injected to Improve Thermal Recovery of Heavy-Oil. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/146661-MS.



19. *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.
20. *Shibaev A.V.* How a viscoelastic solution of wormlike micelles transforms into a microemulsion upon absorption of hydrocarbon: New insight [Text]. A.V. Shibaev, M.V. Tamm, V.S. Molchanov, A.V. Rogachev, A.I. Kuklin, E.E. Dormidontova, O.E. Philippova. *Langmuir*. 2014. V. 30. No 13. P. 3705–3714.
21. *Pletneva V.A.* Viscoelasticity of Smart Fluids Based on Wormlike Surfactant Micelles and Oppositely Charged Magnetic Particles. V.A. Pletneva, V.S. Molchanov, O.E. Philippova [Text]. *Langmuir*. 2015. V. 31 (1). P. 110–119.

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАТЕРИАЛА ДАННОЙ СТАТЬИ

ПРОСИМ ДЕЛАТЬ БИБЛИОГРАФИЧЕСКУЮ ССЫЛКУ НА НЕЁ:

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.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

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.

**Контактная
информация:**

**Тел.: +7 (916) 420-99-70
E-mail: vsmyn23@gmail.com
Сергеев Виталий Вячеславович**

