

UDC 622.276

Author: MUKHAMETSHIN Vyacheslav Vyacheslavovich, Ph.D. in Engineering, Associate Professor at the Department of «Oil and Gas-And-Oil Field Development and Operation», Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov St., 1, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation, 450062, vsh@of.ugntu.ru;

Author: KADYROV Ramzis Rakhimovich, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of «Oil and Gas Field Exploration and Development», Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Devonskaya St., 54a, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation, e-mail: ramzis.k@mail.ru

INFLUENCE OF NANOADDITIVES ON MECHANICAL AND ISOLATING PROPERTIES OF CEMENT-BASED COMPOSITIONS

EXTENDED ABSTRACT:

The results of the laboratory and field tests performed to study aminoetaksi-aerosil-based cement compositions with nanoadditives are presented. It has been shown that mechanical and isolating properties of the slurry are improved when nanoadditives are introduced.

After 48-hours hardening bending strength of cement stone increases by 15%, and waterproof effect – by 60%. The remedial cementing success of cement slurry without nanoadditives is 45–50% and of the cement slurry with nanoadditives is 75%.

The aminoetaksiaerosil addition rises dispersion degree for newgrowths formed during cement rehydration process that results in a higher mechanical strength of the mudding degree, which causes penetration capacity and watered stratum filling factor increase.

Key words: cement, aminoetaksiaerosil-based nanoadditives, hydraulic activator.

DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36)



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">Influence of nanoadditives on mechanical and isolating properties of cement-based compositions </span> by <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. 2017, Vol. 9, no. 6, pp. 18–36. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36" property="cc:attributionName" rel="cc:attributionURL">Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R. </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-6-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-6-2017/</a>.<br />Permissions beyond the scope of this license may be available at <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="vsh@of.ugntu.ru" rel="cc:morePermissions">vsh@of.ugntu.ru</a>.
```

References:

1. *Economides J.M., Nolte K.I.* Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
2. *Ibragimov N.G., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F.* Opyt promyshlennoj realizacii importozameshchayushchih tekhnologij intensivifikacii dobychi nefti v PAO «Tatneft'» [Tatneft's experience in commercialization of import-substituting well stimulation technologies]. Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry, 2015. № 8. P. 86–89. (In Russian).
3. *Muslimov R.Kh.* Sovremennyye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti [Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation]. Kazan': FEN, 2005. 688 p. (In Russian).
4. *Khayredinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh.* Povyshenie effektivnosti zavodneniya nizkoproduktivnykh zalezhey nefti v karbonatnykh kollektorakh [Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate]. Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry, 1992. № 9. P. 18–20. (In Russian).
5. *Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T.* The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods. SOCAR Proceedings, 2016. № 3. P. 46–51. DOI: dx.doi.org/10.5510/OGP20160300288. (In Russian).
6. *Zeigman Yu.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, № 2. P. 16–38. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-2-16-38. (In Russian).
7. *Gomari K.A.R., Karoussi O., Hamouda A.A.* Mechanistic Study of Interaction between Water and Carbonate Rocks for Enhancing Oil Recovery. Europec/EAGE



- Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria, 2006. P. 1–8. DOI: doi.org/10.2118/99628-MS.
8. *Akhmetov R.T., Andreev A.V., Mukhametshin V.V.* Residual oil saturation and the displacement factor prediction methodology based on geophysical studies data to evaluate efficiency of nanotechnologies application. *Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction*, 2017. Vol. 9, № 5. P. 116–133. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133. (In Russian).
 9. *Webb K.J., Black C.J.J., Tjetland G.* A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar, 2005. P. 1–6. DOI: doi.org/10.2523/IPTC-10506-MS.
 10. *Mukhametshin V.V.* O neobhodimosti i sozdanii edinogo kompleksnogo metoda geologo-promyslovogo analiza i obobshcheniya effektivnosti vozdeystviya na prizaboynuyu zonu plasta [The need for creation of a unified comprehensive method of geological and field analysis and integration of data on effective influence on the bottom-hole formation zone]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 2017. № 4. P. 80–84. (In Russian).
 11. *Mukhametshin V.Sh.* Zavisimost nefteizvlecheniya ot plotnosti setki skvazhin pri razrabotke nizkoproduktivnykh karbonatnykh zalezhey [Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1989. № 12. P. 26–29. (In Russian).
 12. *Nasr-El-Din H.A., Van Domelen M.S., Sierra L., Welton T.D.* Optimization of Surfactant-based Fluids for Acid Diversion. European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands, 2007. P. 1–11. DOI: doi.org/10.2118/107687-MS.
 13. *Kadyrov R.R., Nizaev R.Kh., Yartiev A.F., Mukhametshin V.V.* Ogranichenie vodopritoka v gorizontal'nyh skvazhinah na mestorozhdeniyah s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti [A novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 2017. № 5. P. 44–47. (In Russian).
 14. *Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B.* Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. SOCAR Proceedings, 2016. № 3. P. 33–39. DOI: dx.doi.org/10.5510/OGP20160300286. (In Russian).
 15. *Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V.* Interpretaciya krivyh kapillyarnogo davleniya pri smeshannoj smachivaemosti [Interpretation of capillary pressure curves in case of mixed-wettability]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017. № 4. P. 40–43. (In Russian).



16. *Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Zeigman Yu.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh.* Snizhenie riskov prinyatiya nizkoeffektivnykh upravlyayushchikh resheniy pri ispolzovanii kislotnykh sostavov, predotvrashchayushchikh emulsiobrazovanie [Reducing risks of low-efficiency managerial decision-making when using acidization compositions preventing emulsification]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017. № 5. P. 36–42. (In Russian).
17. *Sakhabutdinov R.Z., Musabirov M.Kh., Yartiev A.F., Fadeev V.G., Zalyatov M.M., Khannanov R.G.* Sozdanie i promyshlennoe vnedrenie tekhnologiy stimulyacii produktivnosti skvazhin na osnove importozameshchayushchih reagentov i sostavov [Design and commercialization of well stimulation technologies based on import-substituting chemical agents and compositions]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 2014. № 12. P. 126–129. (In Russian).
18. *Mukhametshin V.Sh., Popov A.M., Goncharov A.M.* Promyslovoe obosnovanie vybora skvazhin i technologicheskikh parametrov pri provedenii solyanokislotnykh obrabotok [Field substantiation for selection of wells and process parameters in hydrochloric acid treatment]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1991. № 6. P. 32–33. (In Russian).
19. *Hognesen E.J., Strand S., Austad T.* Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*. Madrid, Spain, 2005. P. 1–9. DOI: doi.org/10.2118/94166-MS.
20. *Mukhametshin V.V.* Ustranenie neopredelennostey pri reshenii zadach vozdeystviya na prizaboynuyu zonu skvazhin [Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017. Vol. 328, № 7. P. 40–50. (In Russian).
21. *Fjelde I.* Sulfate in Rock Samples from Carbonate Reservoirs. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Abu Dhabi, UAE, 2008. P. 1–12. SCA2008-19.
22. *Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Andreev A.V.* Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction*, 2017. Vol. 9, № 3. P. 20–34. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34. (In Russian).
23. *Potapov V., Kashutin A., Serdan A., Shalaev K., Gorev D.* Nanokremnezem: povyshenie prochnosti betonov [Nanosilica: increase of concrete strength]. *Nanoindustry*, 2013. № 3 (41). P. 40–49. (In Russian).
24. *Bebris N.K., Kiselev A.V., Nikitin Yu.S.* Poluchenie chistogo makroporistogo kremnezema aehrosilogelya-adsorbenta dlya gazovoj hromatografii [Production of



- pure macroporous silica of aerosilic adsorbent for gas chromatography]. *Kolloidnyy zhurnal* [Colloid journal], 1967. Vol. 29, № 3. P. 326–332. (In Russian).
25. *Tevyashev A.D., Shitikov E.S.* O vozmozhnosti upravleniya svoystvami cementobetonov s pomoshch'yu nanomodifikatorov [On the possibility to control cement-concrete properties by means of nanomodificators]. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2009. Vol. 4, № 7(40). P. 35–40. (In Russian).
 26. A.c. 998339 USSR. IPC3 C 01 B 33/16. Sposob polucheniya aerosilogelya [Aerosyllogel production process]. I.F. Mironyuk, A.A. Chuyko, V.M. Ogenko, M.I. Khoma, P.S. Kyslyy, L.P. Galkina. № 3378201/23-26. Declared 8.01.82. Published 23.02.83. Bulletin No. 7. 12 p. (In Russian).
 27. *Strockiy V.N., Gordeeva E.V., Vaskin V.M., Shitikov E.S., Fedorov E.V.* Issledovanie fiziko-mekhanicheskikh svoystv vysokoprochnogo betona s dobavkoj mikrokremnezema i ul'tradispersnoj uglerodnoj dobavkoj s nanochasticami razmerom 10–50 nanometrov [Investigation of physical and mechanical properties of high-strength concrete with the addition of microsilica and ultrafine carbonaceous additive with nanoparticles of 10–50 nanometers]. *Collected works of the JSC CNIIS, «Reinforced concrete technology and properties in modern transport construction»*, 2008. Vyp. 250. P. 33–40. (In Russian).
 28. *Kadyrov R.R., Salimov M.Kh., Zhirkeev A.S. et al.* Sbornik instrukciy, reglamentov i rukovodyaschih dokumentov po remontno-izolyacionnym rabotam na skvazhinah [Collection of instructions, regulations and guidelines for oil wells repair and insulation work]. Bugulma: OSC «Tatneft», TatNIPIneft, 2000. 334 p. (In Russian).
 29. *Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R., Zhirkeev A.S., Zeigman Yu.V.* Novye tamponiruyuschie materialy na osnove modifitsirovannogo cementa i polimerov [New plugging materials based on modified cement and polymers]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017. № 1. P. 41–46. (In Russian).
 30. *Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A.* Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016. № 3. P. 40–45. DOI: [dx.doi.org/10.5510/OGP20160300287](https://doi.org/10.5510/OGP20160300287). (In Russian).

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R. Influence of nanoadditives on mechanical and isolating properties of cement-based compositions. *Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction*. 2017, Vol. 9, no. 6, pp. 18–36. DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36). (In Russian).



УДК 622.245.422

Автор: МУХАМЕТШИН Вячеслав Вячеславович, канд. техн. наук, доц. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, 450062, e-mail: vv@of.ugntu.ru;

Автор: КАДЫРОВ Рамзис Рахимович, д-р техн. наук, проф. каф. «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ул. Девонская, 54а, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия, 452607, e-mail: ramzis.k@mail.ru

ВЛИЯНИЕ НАНОДОБАВОК НА МЕХАНИЧЕСКИЕ И ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ЦЕМЕНТА

АННОТАЦИЯ К СТАТЬЕ (АВТОРСКОЕ РЕЗЮМЕ, РЕФЕРАТ):

В работе представлены результаты лабораторных и промышленных испытаний исследований цементных композиций с нанодобавками на основе аминоэтаксияэросила. Показано, что механические и водоизолирующие свойства цементного раствора улучшаются при введении нанодобавок.

Прочность на изгиб цементного камня после 48-часового отверждения увеличивается на 15%, а водоизолирующий эффект – на 60%. Успешность РИР цементного раствора без нанодобавок составляет 45–50%, а цементного раствора с нанодобавками – 75%.

Добавка аминоэтаксияэросила увеличивает степень дисперсности новообразований, формирующихся в процессе гидратации цемента, что приводит к увеличению механической прочности степени кольтматации, обуславливающую повышение проникающей способности и степень заполнения пор и каналов обводненного пласта.

Ключевые слова: цемент, нанодобавки на основе аминоэтаксияэросила, гидравлический активатор.

DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36)

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">Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента </span>» созданное автором по имени <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 6. – С. 18–36. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36." property="cc:attributionName" rel="cc:attributionURL">Мухаметшин В.В., Кадыров Р.Р. </a>, публикуется на условиях <a rel="license" 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-6-2017/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-6-2017/</a>.<br />Разрешения, выходящие за рамки данной лицензии, могут быть доступны на странице <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="vsh@of.ugntu.ru" rel="cc:morePermissions">vsh@of.ugntu.ru</a>.
```

Одним из направлений повышения эффективности управления разработкой нефтяных месторождений является воздействие на призабойную зону скважин и пластов в целом [1–5]. Создание научных основ выбора управляющих решений на основе анализа и обобщения опыта проведения воздействий [6–16] позволяет существенно снизить риски принятия низкоэффективных решений, существенно повысить гибкость предприятий при изменении внешних и внутренних условий их функционирования и, в целом, обеспечить необходимый уровень доходности [17–22].

Однако важным моментом эффективного использования полученных научно-методических основ и самих воздействий на призабойную зону пласта является предварительное проведение ремонтно-изоляционных работ: восстановления герметичности эксплуатационных колонн, исправления негерметичности цементного кольца, отключение обводненных интервалов и т.д. Для решения задач подобного рода широкое распространение получили различные водоизолирующие составы на основе цемента, а в последнее время – цемента с нанодобавками.

Природные и синтетические высокодисперсные частицы размером менее 100 нм являются нанодобавками и, введенные в малых количествах в раствор из портландцемента, отличаются высокой химической активностью. Они могут действовать как центры, ускоряющие реакции, а также как наполнители [23–25]. Они также увеличивают количество новообразований коллоидной степенью дисперсности, и, как следствие этого, повышаются механические характеристики и водоизолирующие свойства составов на основе цемента.



Совместно с Калужским СКТБ отделением химии поверхностей института физической химии имени Л.В. Писаржевского были синтезированы тампонажные добавки органоаэросила марки АЭА и АЭА-А [26]. Эти нанодобавки уменьшают водоотдачу цементного раствора, улучшают его реологические свойства и повышают проникающую способность раствора в трещины, поры и каналы пласта, повышая тем самым степень кольтматации.

Такие добавки представляют собой разновидность аморфного пирогенного кремнезема (SiO_2), модифицированного органическими веществами (введенными в поверхностный слой частиц аморфного кремнезема метил-, бутокси-, аминоэтоксид- и карбоксигрупп, замещающих силанольные группы).

Наиболее приемлемой областью применения цементно-аэросильных растворов являются:

- отключение перфорированных обводненных пластов;
- восстановление герметичности эксплуатационных колонн;
- наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной;
- исправление негерметичности цементного кольца.

Промышленностью выпускаются гидрофильные и гидрофобные аэросилы. Наиболее технологичными по приготовлению и применению являются гидрофильные аэросилы: аминоэтоксидаэросил (АЭА) по ТУ 6-18-221-75 и аминоэтоксидалюмоаэросил (АЭА-А) по ТУ 88-УССР 251-20-87, которые и рекомендуются к применению. Сырьем для производства органокремнезема марки АЭА-А служит алюмоаэросил марки АА в соответствии с ТУ 88 УССР 251-02-84, модифицированный моноэтаноламинном.

По физико-химическим показателям органокремнезем марки АЭА-А должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в табл. 1.

Аэросилы АЭА и АЭА-А вводятся в техническую воду из расчета 0,1–0,7% к весу цемента, рассчитанного для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), перемешиваются в ней в течение 40 минут, после чего на полученном растворе обычным способом затворяют цементный порошок. Основные физико-механические свойства цементного раствора и тампонажного камня представлены в табл. 2.



Таблица 1

Наименование показателей	Норма
Внешний вид	Сыпучий легкий порошок от белого до серого цвета
Насыпная плотность, г/дм ³	40–120
рН суспензии	7,0–11,0
Статическая обменная емкость (СОЕ), ммоль/г SiO ₂ , не менее	1,2

Таблица 2

**Состав и свойства тампонажных растворов и камня с добавками
аминоэтоксисилимоаэросила АЭА-А (цемент Сухоложский)**

№ п/п	Состав раствора, %			Плотность, кг/м ³	Растекаемость, см	Водоотдача, см ³ /30 мин	Сроки отверждения, (час/мин)		Прочность на изгиб, через 48 ч., МПа
	цемент	АЭА-А	вода				начало	конец	
1	66,7	–	33,3	1860	23	160	5–55	2–40	3,5
2	66,65	0,05	33,3	1880	22,5	156	6–45	2–20	4,0
3	66,6	0,1	33,3	1860	20,5	144	6–13	3–00	3,6
4	66,5	0,2	33,3	1870	19,5	148	5–50	2–25	3,7
5	66,4	0,3	33,3	1880	16,3	152	5–29	2–55	3,7
6	66,3	0,4	33,3	1870	18,0	129	5–14	2–21	3,6
7	66,2	0,5	33,3	1860	18,5	129	5–16	2–12	3,9
8	66,1	0,6	33,3	1870	17,0	129	5–52	2–12	3,9



Определены также водоизолирующие свойства тампонажных растворов. Испытания проводили в лабораторных условиях на линейной модели пласта длиной 7 см и диаметром 2,7 см, заполненной кварцевым песком фракции 0,01–0,2 мм, которая позволяет моделировать закачивание различных жидкостей в пласт и вести непрерывный контроль за их расходом по схеме скважина – пласт и пласт – скважина. Оценку эффективности тампонажных растворов проводят путем сравнения закупоривающих эффектов.

Составы и водоизолирующие свойства разработанного тампонажного раствора приведены в табл. 3.

Таблица 3

Содержание, мас. %			Коэффициент проницаемости, мкм ²		Закупоривающий эффект, %
Цемент	Органо-кремнезем	Вода	до закупорки	после закупорки	
<i>Известняк</i>					
63,47	0,36	34,25	0,98	0,68	30,0
<i>Предлагаемый</i>					
66,50	0,17	33,33	1,09	0,164	84,9
66,30	0,40	33,30	1,08	0,92	85,3
65,87	0,45	33,68	1,1	0,13	88,2
66,33	0,33	33,33	1,1	0,1	90,0

Закупоривающий эффект определяют расчетным путем по формуле:

$$\eta = \frac{K_0 - K_1}{K_0} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где K_0 и K_1 – коэффициенты проницаемости модели пласта до и после закупорки, соответственно мкм².

Результаты испытаний приведены в табл. 3.

На базе используемого состава (табл. 2) разработана технология применения цемента с добавками аэросила АЭА-А. С целью гомогенно-



го распределения наночастиц аэросила АЭА-А [27] цементно-аэросильный раствор пропускают через гидравлический одноструйный активатор (ВНИИКРнефть) [28], представленный на рис. 1, а затем закачивают в скважину и продавливают в нужный интервал.

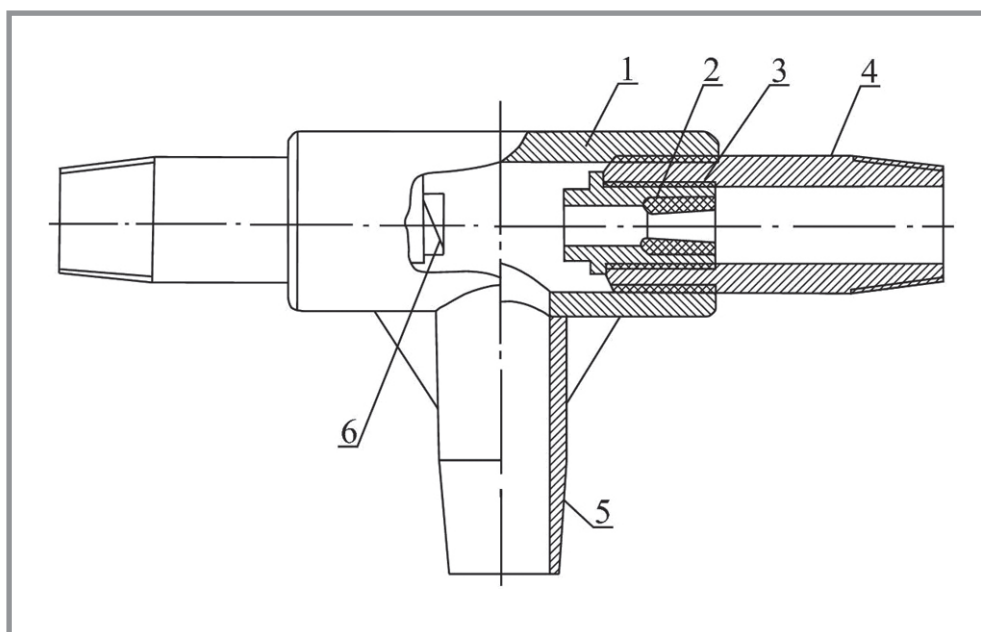


Рис. 1. Гидравлический активатор:

1 – корпус; 2 – втулка; 3 – насадка; 4–5 – патрубок; 6 – заглушка

Необходимость пропуска цементно-аэросильного раствора через гидроактиватор объясняется тем, что после такой обработки раствора резко повышается дисперсность системы и увеличивается смачиваемость зерен вяжущего за счет срыва гидратных оболочек, в результате чего повышается стабильность раствора и улучшаются физико-механические параметры цементного камня. Конструкция одноструйного гидроактиватора приведена на рис. 1. Он состоит из корпуса 1 с вмонтированным патрубком 4, внутри которого с помощью втулки 2 установлена металлокерамическая насадка 3 с отверстиями диаметром 12 мм. С противоположной стороны корпуса завернута заглушка 6. Расстояние от насадки до заглушки – 60 мм.

На патрубках 4 и 5 крепятся накидные гайки, с помощью которых гидроактиватор подсоединяется в нагнетательную линию. Струя тампонажного раствора, пройдя через насадку 3, с большой скоростью уда-



ряется в заглушку 6, резко меняет направление своего движения и выходит через патрубок 5 в рабочую линию и поступает в скважину.

Последовательность приготовления цементно-аэросильного раствора показана на схеме, приведенной на рис. 2. Цементировочный агрегат 2 (ЦА-320М) готовит дисперсию аэросила в воде затворения из расчета 0,1–0,7% аэросильной добавки к весу цементного порошка и перемешивает ее при работе «на себя» в течение 40 минут.

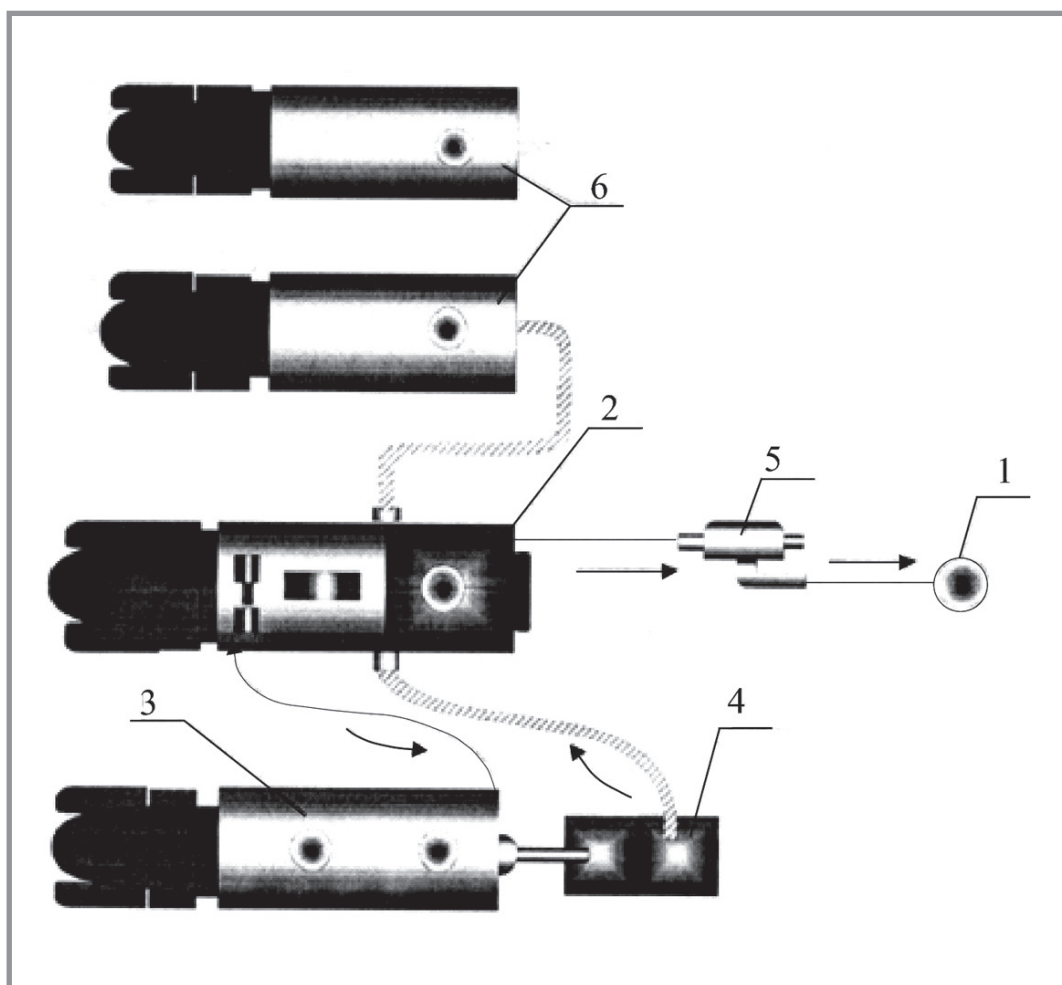


Рис. 2. Схема обвязки техники при приготовлении цементно-аэросильного раствора с использованием гидроактиватора:

- 1 – скважина; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320 М;
- 3 – цементосмесительная машина СМИ-4М или 2СМН-20;
- 4 – приемная емкость; 5 – гидроактиватор;
- 6 – автоцистерны с продавочной жидкостью

Затем аэросильную дисперсию подают в смесительное устройство смесительной машины 3 и готовят тампонажный раствор.

Цементный раствор готовится из расчета Ж:Ц = 0,5. Цементировочный агрегат 2 откачивает его из приемной емкости 4 и через гидравлический активатор 5 закачивает его в скважину 1.

Режим работы насоса цементировочного агрегата устанавливается таким образом, чтобы перепад давления на гидроактиваторе был не менее 5 МПа. После окончания закачки раствора в скважину агрегат 2 забирает из емкости 6 продавочную жидкость и производит подачу ее в скважину для продавливания цементно-аэросильного раствора и «срезки».

Отключение пластов, расположенных ниже нефтенасыщенных на расстоянии более 4 м, а также отключение нижней части продуктивного пласта (при наличии пропластков слабопроницаемых пород толщиной более 1,5–2,0 м) осуществляется путем закачки тампонирующего материала в объект изоляции с оставлением цементного стакана не менее, чем на 2 м выше отключаемого пласта.

Испытания цементных растворов с добавками аминоэтоксисиломоаэросила проведены при ООО «ЛениногорскРемСервис» ПАО «Татнефть». Работы проделаны при отключении пластов и герметизации эксплуатационных колонн (табл. 4 и 5).

Таблица 4

Результаты внедрения технологии по отключению пластов с применением цементно-аэросильных композиций

Номер скважины	Площадь	Интервал перфорации, м		Объем		Продолжительность ремонта, бриг/ч	Успешность
		до ремонта	после ремонта	цемент, т	аэросил, кг		
1	2	3	4	5	6	7	8
1784а	Южно-Ромашкинская	1634,8–1640,0 0–0	0–0 1629,8–1630,5	3	30	256	–
1714	Южно-Ромашкинская	1798,0–1801,4 1804,0–1808,0 1812,8–1814,2	1798,0–1801,4 1804,0–1808,0 0–0	4	40	216	+
14265	Абдрахмановская	1778,0–1779,2 0–0	0–0 1771,6–1774,8	2	20	280	–



Окончание табл. 4

1	2	3	4	5	6	7	8
15415	Залежь 1	1034,0–1040,0 0–0	0–0 1052,0–1053,0	24	40	184	+
18206	Южно-Ромашкинская	1882,8–1884,8 1887,3–1889,8 0–0	0–0 0–0 1866,0–1872,0	1	10	240	+
23782	Абдрахмановская	1809,6–1811,6 0–0	0–0 1800,8–1803,6	2	20	220	+
26510	Залежь 303	832,0–842,0	816,0–822,0	40	400	182	+
18Д	Залежь 303	724,0–727,0	712,0–716,0	40	400	194	+

Всего скважин – 8, средняя продолжительность ремонта составила 246,5 бригадо-часов; успешных – 6; неуспешных – 2; успешность проведенных работ – 75%.

Таблица 5

Результаты внедрения технологии по герметизации эксплуатационных колонн с использованием цементно-аэросильных композиций

Площадь	Номер скважины	Интервал перфорации, м		Глубина нарушения эксплуатационной колонны, м	Объем		Продолжительность ремонта, бриг/ч	Успешность
		до ремонта	после ремонта		цемент, т	аэросил, кг		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Абдрахмановская	3306	1679,2–1650,4 1683,2–1684,4 1688,8–1691,8 1695,0–1699,0	1679,2–1650,4 1683,2–1684,4 1688,8–1691,8 1695,0–1699,0	1237	15	150	256	+
	763	1772,0–1762,0 1768,0–1799,0	0–0 0–0	1260	38	380	224	+
	3306	1679,0–1680,4 1683,2–1684,4 1685,8–1691,2 1695,0–1699,0	1679,0–1680,4 1683,2–1684,4 1685,8–1691,2 1695,0–1699,0	1237	20	100	152	–
	13942	1775,2–1778,0 1792,0–1794,0 1798,6–1801,0 1806,4–1809,4	1775,2–1778,0 1792,0–1794,0 1798,6–1801,0 1806,4–1809,4	1318	16	20	288	–
	1710	1774,2–1776 1783,8–1785,2 1789,6–1791,0	1774,2–1776,0 1783,8–1785,2 1789,6–1791,0	1723	54	100	496	+



Окончание табл. 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Абдрахмановская	3391	1754,8–1759,8 1766,0–1767,0 1769,2–1771,4	0–0 0–0 0–0	245	13	90	351	+
	23	1575,0–1578,0 1581,2–1583,6 1587,2–1595,0	1575,0–1578,0 1581,2–1583,6 1587,2–1595,0	961	10	90	270	+
	1236	1048,0–1051,0	1048,0–1051,0	770	20	100	284	+
	3257	1578,8–1595,0 1573,4–1576,6 1567,2–1570,8	1578,8–1595,0 1573,4–1576,6 1567,2–1570,8	147	12	100	264	+
	3325	1595,6–1598,4 1609,4–1609,0	1595,6–1598,4 1609,4–1609,0	293	24	80	320	+
	718	1574,0–1578,6 1585,6–1588,0	1574,0–1578,6 1585,6–1588,0	253,8	11	30	456	+
Зай-Каратаевская	3939	1787,6–1789,8 1794,0–1796,8 1800,0–1805,0	1787,6–1789,8 1794,0–1796,8 1800,0–1805,0	1178	15	470	432	–
	3959	1794,4–1795,4 1798,6–1800,2 1801,4–1802,6 1804,0–1804,6 1805,4–1806,4	1794,4–1795,4 1798,6–1800,2 1801,4–1802,6 1804,0–1804,6 1805,4–1806,4	817	33	140	287	+
Западно-Ленинградская	1569	1772,0–1776,0 1780,0–1782,0 1787,5–1790,0 1792,0–1793,0	1772,0–1776,0 1780,0–1782,0 1787,5–1790,0 1792,0–1793,0	615	10	100	272	–
	6001	1780,0–1782,0 1785,0–1792,0 1794,5–1796,0	1780,0–1782,0 1785,0–1792,0 1794,5–1796,0	1090	11	110	400	–
	6219	1664,0–1666,0	1664,0–1666,0	8	20	200	376	+
За-лежь 213	9345	1107,0–1112,0	1107,0–1112,0	831	4	40	165	+
Ленинградская	17947	868,2–877,2	869,0–877,0	875-877	20	200	264	+
Южно-Ромашкинская	1881	1672,0–1678,0 1687,0–1689,2 1693,0–1706,0	1672,0–1678,0 1687,0–1689,2 1693,0–1706,0	773	52	200	584	+
	9273а	1770,2–1774,2	1770,2–1774,2	0,5	1	10	184	+
	1835	1650,4–1652,4 1661,6–1666,4 1670,2–1672,0	1650,4–1652,4 1661,6–1666,4 1670,2–1672,0	666	20	200	352	+
	9327	1673,4–1676,8	1673,4–1676,8	245	2	20	320	+
	106	1757,6–1760,4 1764,4–1767,6	1757,6–1760,4 1764,4–1767,6	837	32	300	296	+
	1713	1788,0–1791,2 1797,8–1800,6	1788,0–1791,2 1797,8–1800,6	492	30	130	96	–
	3821	1671,6–1686,0 1684,8–1637,4	1671,6–1686,0 1684,8–1637,4	1712,4	2	10	167	+



Всего скважин – 26, средняя продолжительность ремонта составила 302 бригадо-часов; успешных – 20; неуспешных – 6; успешность проведенных работ – 76%.

Успешность промысловых испытаний [13, 29] цементных растворов с нанодобавками аэросила марки АЭА-А, проведенных при отключении пластов и герметизации эксплуатационных колон, составила 75 и 78% соответственно, в то время как успешность работ с цементом не превышала 60%. Продолжительность ремонтных работ с цементным раствором составила 329 и 394 бригадо-часов, в то время как с цементом с нанодобавками аэросила АЭА-А – 246 и 302 бригадо-часов [29].

Введение нанодобавок на основе аминоэтоксидиоксиаэросила улучшает технологические свойства цементного раствора и физико-механические характеристики цементного камня:

- повышается стабильность цементного раствора, понижается водоотдача, возрастает способность к заполнению микротрещин и проникающая способность в поры и каналы пласта;
- сформированный цементный камень обладает высокой прочностью и адгезией к породе, коррозионной стойкостью по отношению к пластовым флюидам;
- увеличивается успешность РИР на 15–18%, сокращается продолжительность ремонтных работ на 83–92 бригадо-часа.

Библиографический список:

1. *Economides J.M. Reservoir stimulation / J.M. Economides, K.I. Nolte. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.*
2. *Ибрагимов Н.Г. Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть» / Н.Г. Ибрагимов, М.Х. Мусабилов, А.Ф. Яртиева // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 86–89.*
3. *Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.*
4. *Хайрединов Н.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах / Н.Ш. Хайрединов, А.М. Попов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 18–20.*



5. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, Sh.Kh. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings, 2016. № 3. P. 46–51. DOI: dx.doi.org/10.5510/OGP20160300288.
6. 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.
7. Gomari K.A.R. Mechanistic Study of Interaction between Water and Carbonate Rocks for Enhancing Oil Recovery / K.A.R. Gomari, O. Karoussi, A.A. Hamou-da // Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria, 2006. P. 1–8. DOI: doi.org/10.2118/99628-MS.
8. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 5. – С. 116–133. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.
9. Webb K.J. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates / K.J. Webb, C.J.J. Black, G. Tjetland // International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar, 2005. P. 1–6. DOI: doi.org/10.2523/IPTC-10506-MS.
10. Мухаметшин В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80–84.
11. Мухаметшин В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 26–29.
12. Optimization of Surfactant-based Fluids for Acid Diversion / H.A. Nasr-El-Din, M.S. Van Domelen, L. Sierra, T.D. Welton // European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands, 2007. P. 1–11. DOI: doi.org/10.2118/107687-MS.
13. Ограничение водопритока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яр-тиев, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44–47.
14. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov, S.B. Kharina // SOCAR Proceedings, 2016. № 3. P. 33–39. DOI: dx.doi.org/10.5510/OGP20160300286.



15. *Ахметов Р.Т.* Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 40–43.
16. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование / В.В. Мухаметшин, Ю.В. Зейгман, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С. 36–42.
17. Создание и промышленное внедрение технологий стимуляции продуктивности скважин на основе импортозамещающих реагентов и составов / Р.З. Сахабутдинов, М.Х. Мусабилов, А.Ф. Яртиева, В.Г. Фадеев, М.М. Залятов, Р.Г. Ханнанов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 126–129.
18. *Мухаметшин В.Ш.* Промысловое обоснование выбора скважин и технологических параметров при проведении соляно-кислотных обработок / В.Ш. Мухаметшин, А.М. Попов, А.М. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32–33.
19. *Hognesen E.J.* Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Oil recovery related to reservoir temperature and brine composition / E.J. Hognesen, S. Strand, T. Austad // SPE Europe/EAGE Annual Conference. Madrid, Spain, 2005. P. 1–9. DOI: doi.org/10.2118/94166-MS.
20. *Мухаметшин В.В.* Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 7. – С. 40–50.
21. *Fjelde I.* Sulfate in Rock Samples from Carbonate Reservoirs // International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi, UAE, 2008. P. 1–12. SCA2008-19.
22. *Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Андреев А.В.* Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 3. – С. 20–34. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34.
23. Нанокремнезем: повышение прочности бетонов / В. Потапов, А. Кашутин, А. Сердан, К. Шалаев, Д. Горев // Наноиндустрия. – 2013. – № 3 (41). – С. 40–49.
24. *Бибрис Н.К.* Получение чистого макропористого кремнезема аэросилогеля-адсорбента для газовой хроматографии / Н.К. Бибрис, А.В. Киселев, Ю.С. Никитин // Коллоидный журнал. – 1967. – Том 29, № 3. – С. 326–332.



25. *Тевяшев А.Д.* О возможности управления свойствами цементобетонов с помощью наномодификаторов / А.Д. Тевяшев, Е.С. Шитиков // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2009. – Том 4, № 7(40). – С. 35–40.
26. *Миронюк И.Ф., Чуйко А.А., Огенько В.М., Хома М.И., Кислый П.С., Галкина Л.П.* Способ получения аэросилогеля // А.с. 998339 СССР. МКИЗ С 01 В 33/16. № 3378201/23-26; заявл. 8.01.82; опубл. 23.02.83. Бюл. № 7. 12 с.
27. Исследование физико-механических свойств высокопрочного бетона с добавкой микрокремнезема и ультрадисперсной углеродной добавкой с наночастицами размером 10-50 нанометров / В.Н. Строчкий, Е.В. Гордеева, В.М. Васькин, Е.С. Шитиков, Е.В. Федоров // Научные труды ОАО ЦНИИС, «Технология и свойства железобетона в современном транспортном строительстве». – 2008. – Вып. 250. – С. 33–40.
28. Сборник инструкций, регламентов и руководящих документов по ремонтно-изоляционным работам на скважинах / Р.Р. Кадыров, М.Х. Салимов, А.С. Жиркеев и др. – Бугульма: ОАО «Татнефть», ТатНИПИнефть, 2000. – 334 с.
29. Новые тампонирующие материалы на основе модифицированного цемента и полимеров / В.В. Мухаметшин, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Ю.В. Зейгман // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 41–46.
30. *Andreev A.V.* Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves / A.V. Andreev, V.Sh. Mukhametshin, Yu.A. Kotenev // SOCAR Proceedings, 2016. № 3. P. 40–45. DOI: dx.doi.org/10.5510/OGP20160300287.

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

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

Мухаметшин В.В., Кадыров Р.Р. Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Том 9, № 6. – С. 18–36. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R. Influence of nanoadditives on mechanical and isolating properties of cement-based compositions. Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. 2017, Vol. 9, no. 6, pp. 18–36. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36. (In Russian).

