

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.245.4

© Толкачев Г.М., Козлов А.С., Девяткин Д.А., 2013

К ВОПРОСУ О СПОСОБЕ СНИЖЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ЦЕМЕНТОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИХ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Г.М. Толкачев, А.С. Козлов, Д.А. Девяткин

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Магнезиальный цемент представляет собой тонкодисперсный порошок (ПМК – порошок магнезитовый каустический), после затворения которого водным раствором бишофита формируется прочный цементный камень (цемент Сореля). Основной особенностью применения магнезиальных тампонажных материалов является сложность регулирования времени загустевания их растворов при температуре 25 °С. Короткое время загустевания обусловлено высокой химической активностью магнезитового порошка. Технологически необходимое время загустевания находится в пределах 140–200 мин.

Исследование показало, что известные реагенты-замедлители не позволяют достигнуть технологически необходимого времени загустевания магнезиального тампонажного раствора. Наиболее перспективным решением снижения химической активности товарного ПМК следует считать дополнительный обжиг его при оптимальной температуре. Было установлено, что оптимальная температура обжига 800 °С, поскольку получаемый тампонажный раствор обладает достаточно длинным временем загустевания, а формирующийся цементный камень – хорошими прочностными характеристиками. Именно такой магнезиальный раствор-камень может быть успешно использован в скважинах, температура на забое которых находится в диапазоне от 25 до 60 °С.

Ключевые слова: магнезиальный цемент, время загустевания, цементный камень, химические добавки, дополнительный обжиг, крепление, скважина, бишофит, порошок магнезитовый каустический ПМК, тампонажный материал, химическая активность, температура.

A METHOD TO REDUCE CHEMICAL ACTIVITY OF MAGNESITE CEMENTS TO ENSURE SAFETY IN CASING CEMENTING IN OIL AND GAS WELLS

G.M. Tolkachev, A.S. Kozlov, D.A. Deviatkin

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Magnesite cement is a fine powder (MCP – magnesite caustic powder), that forms a solid cement stone (Sorel cement) after mixing with an aqueous solution of bischofite. A major feature of magnesite oil-well cements is a challenging regulation of their mortar thickening time at 25 °C. A short thickening time is determined by high chemical activity of magnesite powder. Technologically, the required thickening time is 140-200 min.

The study showed that the known cement hardening retarders are not capable to ensure technological requirements for thickening time of magnesite cements. The best solution to reduce chemical activity of commercial MCP is extra sintering at optimum temperature. It was found that the optimum sintering temperature is 800 °C, since the cement mortar produced is characterized by an extended thickening time while the resulting cement stone possesses good strength properties. Exactly this magnesite cement stone may successfully be applied in oil wells with bottom hole temperature of 25 to 60 °C.

Keywords: magnesite cement, thickening time, cement stone, chemical additives, extra sintering, casing, well, bischofite, magnesite caustic powder (MCP), grouting mortar, chemical activity, temperature.

Крепление скважин – завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешность строительства и последующего долговременного функционирования скважин. При качественном креплении скважин в них за обсадными колоннами формируется многофункциональный элемент крепи – цементный камень, образующийся в результате схватывания и затвердевания тампонажного раствора. Его наличием обеспечивается закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород, изоляция зон поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по заколонному пространству, разобщение несовместимых по условиям бурения интервалов, защита обсадных труб от коррозионно-активных пород и флюидов вскрытого скважиной разреза.

Качество цементирования обсадных колонн в скважинах во многом определяется правильностью выбора типа и подбора для конкретных условий строительства скважин оптимального состава тампонажного материала [1].

При освоении месторождений нефти на площадях залегания водорастворимых солей для повышения качества разобщения соляной толщи от флюидосодержащих над- и подсолевых отложений при цементировании обсадных колонн рекомендуется использовать тампонажные материалы на основе порошка магнезитового каустического¹. Активной основой магнезитового вяжущего является оксид магния – тонкодисперсный порошок, продукт обжига природного магнезита. Магнезитовый цемент получают путем обжига природного магнезита ($MgCO_3$), относящегося к группе карбонатов. В результате обжига магнезит теряет большую часть углекислоты и пре-

вращается в химически активный порошкообразный продукт – каустический магнезит (MgO), являющийся вяжущей основой магнезитовых цементов. При затворении водой оксид магния гидратируется очень медленно с образованием гидроксида магния $Mg(OH)_2$, проявляющего слабые вяжущие свойства [2]. Однако при затворении оксида магния водными растворами некоторых солей образуется прочный цементный камень. В частности, при затворении оксида магния водным раствором хлористого магния (бишофита $MgCl_2 \cdot 6H_2O$) получается цементный камень, именуемый цементом Сореля (магнезитовым цементом).

Применение магнезитовых цементов в условиях забойной температуры не выше $30^\circ C$ для крепления скважин, в разрезе которых присутствуют водорастворимые соли, обеспечивает высокое качество крепи за счет формирования надежной кристаллохимической связи цементного камня с горной породой и металлом обсадных труб.

В скважинах на месторождениях углеводородов Волгоградской и Иркутской областей, в районах Прикаспийской низменности, забойная температура которых более $25^\circ C$, использование тампонажного материала на основе магнезитового вяжущего проблематично в связи с тем, что сложно обеспечить получение технологически необходимого времени загустевания тампонажного раствора для выполнения операций по креплению ствола скважины. Эта проблема возникает из-за высокой активности ПМК, а также неоднородности товарной продукции ОАО «Комбинат «Магнезит»», которая является пылеуносом вращающихся печей и состоит в основном из окиси магния различной степени обжига и активности.

Получаемые на основе ПМК магнезитовые растворы являются быстротвердевающими материалами, особенно это свойство проявляется в условиях повышенной температуры окружающей

¹ ПБ 07-436-02. Правила промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площадях залегания калийных солей (утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 04.02.2002 № 8).

среды и реакционной массы самого материала. Известные тампонажные материалы, приготовленные на основе ПМК, применяются в скважинах, забойная температура которых не превышает 25 °С.

С учетом горно-геологических, термобарических и технико-технологических условий строительства и ремонта скважин время загустевания цементного раствора должно составлять 140–200 мин. Стоит отметить, что при решении задачи обеспечения требуемого времени загустевания магнезиального раствора при повышенной температуре необходимым условием является также сохранение других технологических характеристик раствора-камня (реология, стабильность, фильтратоотдача, расширение, прочность, проницаемость) [3–8]. Было предложено два пути решения данной задачи:

1) использование различных химических добавок-замедлителей, как отдельно, так и в комплексе, которые (по данным литературных источников) позволяют увеличить время загустевания цементных растворов;

2) применение магнезиального вяжущего, характеризующегося пониженной химической активностью (поиск оксида магния повышенной степени обжига (в сравнении с ПМК), выпускаемого промышленностью, и установление оптимальной температуры для дополнительного обжига промышленно выпускаемого каоустического магнезита).

При оценке влияния химических добавок на процесс формирования цементного камня в условиях повышенных температур были исследованы составы, имеющие в качестве добавок следующие химические реагенты: суперфосфат, триполифосфат натрия, концентрированную сульфит-спиртовую барду, лимонную кислоту (ЛК), борную кислоту, нитротриметилфосфоновую кислоту (НТФ), эфиры целлюлозы (КМЦ, ОЭЦ) [10–14]. Цементный раствор, в который вводили указанные реагенты, готовили при температуре окружающей среды 20 °С с

применением лабораторной мешалки путем смешивания ПМК и жидкости затворения – водного раствора хлористого магния плотностью 1280 кг/м³. Производился замер условной вязкости (UV_{100}) при помощи воронки ВБР-1 и плотности цементного раствора на рычажных весах ВРП-1. После приготовления тампонажный раствор помещали в атмосферный консистомер, где температуру раствора до требуемого значения поднимали в течение 30 мин. Некоторые результаты выполненных исследований представлены в табл. 1, 2.

Стоит отметить, что использование большого числа компонентов в составе тампонажного материала в конечном счете отрицательно сказывается на прочностных характеристиках цементного камня.

В связи с тем, что исследовательские работы по получению магнезиального тампонажного материала на основе ПМК не дали положительного результата, была сделана попытка поиска продукта, содержащего оксид магния, обладающего пониженной химической (вяжущей) активностью и промышленно выпускаемого (реализуемого) на территории РФ.

На этом этапе нами были исследованы мелкодисперсные порошки оксида магния, получаемые на разных технологических комплексах и стадиях производства огнеупоров. По результатам выполненных исследований продукт, обладающий необходимой вяжущей активностью, не был найден.

Таким образом, дальнейшие исследования были направлены на установление температуры, при которой полученный в результате обжига порошок оксида магния будет обладать требуемой вяжущей активностью. Для этого в лабораторных условиях был произведен дополнительный обжиг порошка магнезиального каоустического. Опытным путем было установлено, что оптимальная температура обжига составляет +800 °С.

Таблица 1

Результаты оценки влияния реагентов-замедлителей
на процессы структурообразования и схватывания магнезиального цемента

№ п/п	Реагент-замедлитель		Время загустевания цементного раствора, через, ч-мин	Сроки схватывания цементного раствора, через, ч-мин		Прочность цементного камня при изгибе через 3 сут хранения при $T = 60$ °С, МПа
	Наименование	Содержание, % (к массе ПМК)		Начало	Конец	
1	Лимонная кислота (ЛК)	0,5	0-42	0-53	0-56	19,04
2	То же	1,0	0-43	0-53	0-56	15,02
3	ЛК (ввод в СТС)	0,5	0-37	0-51	0-55	22,94
4	КССБ*	0,3	0-25	0-31	0-37	16,42
5	То же	0,7	0-19	0-29	0-35	13,21
6	НТФ** (производство РФ)	1,0	1-16	1-29	1-47	19,75
7	НТФ (Китай)	1,0	1-18	1-58	2-05	16,64
8	То же	3,0	0-56	1-15	1-20	3,92
9	То же	0,3	0-36	0-51	1-00	23,07
10	То же	0,5	0-49	0-57	1-05	24,01
11	НТФ + ЛК	1,0 + 0,5	1-00	1-22	1-29	23,70
12	НТФ + ЛК + КССБ	1,0 + 0,5 + 0,3	0-57	1-26	1-29	16,21
13	Борная кислота	2,0	0-56	1-15	1-22	21,50
14	То же	1,0	0-41	0-54	1-02	19,13

Примечания: * – концентрированная сульфит-спиртовая барда; ** – нитротриметилфосфоновая кислота.

Таблица 2

Результаты исследований магнезиальных составов с добавками комплекса
химических реагентов и инертного наполнителя

№ п/п	Состав	Отношение ж/т	Плотность жидкости затворения $\rho_{затв}$, г/см ³	УВ ₁₀₀ , с	Плотность цементного раствора, г/см ³	Время загустевания цементного раствора, через, ч-мин	Сроки схватывания цементного раствора, через, ч-мин		Прочность цементного камня при изгибе, кг/см ²	Прочность сцепления цементного камня, кг/см ²
							Начало	Конец		
1	ПМК СПФН ТПФН МК НТФ	0,85	1,28	40	1,755	1-15	1-27	1-35	78,0	12,1
2	ПМК СПФН ТПФН МК НТФ ЛК	0,85	1,28	37	1,737	0-52	1-11	1-22	52,4	20,2
3	ПМК СПФН ТПФН НТФ ЛК	0,90	1,28	27	1,733	0-36	0-55	1-07	102,4	11,5

Для получения магнезиального вяжущего с пониженной химической активностью товарный продукт ПМК-83 по СТО 72664728-003–2008 подвергали обжигу в муфельной печи в течение 2 ч. Результаты исследований, характеризующих степень обжига и снижения вяжущей активности полученного порошка, представлены в табл. 3, 4.

После охлаждения до температуры окружающей среды в эксикаторе полученный порошок из каждого тигля смешивали для получения объединенной пробы каустического магнезита, на основе которой был приготовлен и исследован оптимизированный состав магнезиального тампонажного материала.

Оптимизированный состав магнезиального тампонажного материала включает магнезиальную вяжущую основу с пониженной химической активностью, облегчающую добавку, расширяющую добавку, реагент – понизитель фильтратоотдачи, реагенты, повышающие водостойкость цементного камня, затворитель.

Исследование оптимизированного состава магнезиального тампонажного материала выполнялись в научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» ПНИПУ с использованием лабораторного оборудования, позволяющего тестировать тампонажные материалы в соответствии как с отечественными,

так и с международными стандартами. Результаты представлены в табл. 5.

Анализ результатов свидетельствует о том, что оптимизированный состав, полученный на основе порошка каустического магнезитового с пониженной химической активностью (путем обжига), отвечает условиям крепления скважин при забойной температуре до 60 °С, обладая технологически необходимым временем загустевания и достаточными прочностными характеристиками.

Именно поэтому данный состав можно использовать для обеспечения высокого качества цементирования эксплуатационных колонн и проведения РИР, связанных с восстановлением герметичности затрубного пространства и ограничением водопритока в добывающих скважинах.

1. Состав тампонажного материала: сухая тампонажная смесь на основе ПМК	100,0 масс. ч. вяжущая основа
расширяющая добавка	3,0
понизитель фильтратоотдачи	2,5
облегчающая добавка	7,0
водный раствор бишофита плотностью 1,28 г/см ³	75,0 об.ч.
отношение ж/т	0,75
2. Условия затворения: температура окружающего воздуха	20,0 °С
температура жидкости затворения	20,0 °С
относительная влажность окружающего воздуха	62 %

Таблица 3

Изменение массы порошка при обжиге

Номер обжига	Температура и время обжига	Номер тигля	Масса тигля	Масса тигля с ПМК до обжига, г	Масса тигля с ПМК после обжига, г	Потери массы, %	Средние значения потерь, %
1	800 °С, 2 ч	1	155,88	375,88	363,33	5,70	5,72
		2	165,88	385,68	373,10	5,72	
		3	177,82	397,82	385,16	5,75	
2		1	155,87	375,87	363,80	5,64	5,66
		2	161,51	381,51	369,05	5,67	
		3	165,68	385,68	373,24	5,65	
3		1	165,68	385,68	373,10	5,72	5,72
		2	161,49	381,49	368,90	5,72	
		3	155,88	375,88	363,30	5,72	

Таблица 4

Результаты экспресс-анализа тампонажного раствора на основе исходного и дополнительно обожженного ПМК

Тип вяжущего	Температура испытания, °С	УВ ₁₀₀ , с	ρ , г/см ³	Время загустевания, через, ч-мин	Сроки схватывания, начало/конец, через, ч-мин
ПМК-83	20	50	1,825	1–10	1–40/1–45
ПМК-83, дополнительно обожженный при $T = 800$ °С	20	102	1,860	6–30	7–15/21–45
	60			1–30	2–00/2–30

Примечание: жидкость затворения – раствор бишофита плотностью 1,28 г/см³, ж/т = 0,8.

Таблица 5

Результаты испытаний магниезиального тампонажного материала с пониженной химической активностью

Показатели свойств	Режим испытания			Значение
	Δp , МПа	T , °С	Время, мин	
По ISO 10426-2				
Плотность ТР под давлением, кг/м ³	атм	20 ± 1	–	1759
Исходная консистенция ТР, Вс	35	55 ± 1	30	16
Водоотделение ТР, %	атм			0
Динамическое напряжение сдвига ТР, дПа	атм			10,7
Пластическая вязкость ТР, мПа·с				120,7
Статическое напряжение сдвига ТР через 10 с/10 мин, дПа				12,7/25,5
Водоотделение (свободный флюид) ТР за 2 ч, %	атм			0
Показатель фильтрации ТР, см ³ , за 30 мин	6,9			19
Время загустевания ТР до 50 Вс, ч-мин	35			2–22
до 70 Вс, ч-мин				2–25
до 100 Вс, ч-мин				2–30
Время набора прочности ЦК при сжатии до 0,34 МПа, ч-мин	35	3–30		
до 3,4 МПа, ч-мин		7–40		
Прочность ЦК при сжатии через 24 ч, МПа		18,0		
По методикам, принятым в РФ				
Условная вязкость ТР (УВ ₁₀₀), с	атм	20 ± 1	–	32
Седиментационная стабильность ТР, кг/м ³		55 ± 1	30	0
Сроки схватывания ТР, начало, ч-мин				3–45
конец, ч-мин				3–55
Прочность ЦК при изгибе через 24 ч (1 сут), МПа				8,76
Прочность ЦК при изгибе через 192 ч (8 сут), МПа				18,55
Прочность сцепления ЦК с металлической огибающей поверхностью через 24 (1 сут) ч, МПа				5,0
Прочность сцепления ЦК с металлической огибающей поверхностью через 192 ч (8 сут), МПа				5,87
Увеличение объема ЦК через 192 ч (8 сут), %				4,89
Прочность ЦК при сжатии через 24 ч, МПа				19,67

Список литературы

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с
2. Толкачев Г.М., Шилов А.М., Козлов А.С. Порошок бруситовый каустический для приготовления магнезиальных тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн в отложениях легкорастворимых солей // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2005. – № 9, 10. – С. 68–71.
3. Tomilina E.M., Chougnnet-Sirapian A., Aboutourkia W. New thermally responsive cement for heavy oil wells // Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference. – 2012. – № 2. – P. 1249–1260.
4. Experiences in geothermal deep well drilling of TPIC in Turkey / T. Kaya, F. Ulgun, H. Bitlis, C. Daskin, U. Korkmaz, A. Ersoy, M. Hosbas, F. Simsek // Transactions – Geothermal Resources Council. – 2011. – P. 173–179.
5. Wan X., Zhang H., Li Y., Yang Y., Shan H., Xiao Z. Laboratory development and field application of novel cement system for cementing high-temperature oil wells // Society of Petroleum Engineers – Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. – 2010. – P. 35–41.
6. Zhou Y.-J., Jia J.-H. A new type cement slurry system for deep and high temperature wells // Electronic Journal of Geotechnical Engineering. – 2010. – P. 1989–1995.
7. $2\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ and $2\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$, two high temperature phases of the magnesia cement system / R.E. Dinnebier, M. Oestreich, S. Bette, D. Freyer // Zeitschrift fur Anorganische und Allgemeine Chemie. – 2012. – P. 628–633.
8. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Есенков М.Г. Тампонажный материал для крепления высоко-температурных скважин // Технология бурения нефтяных и газовых скважин: межвуз. науч.-техн. сб. – Уфа, 1979. – № 6. – С. 21–25.
9. Шарафутдинов З.З., Агзамов Ф.А., Мавлютов М.Р. Теоретические предпосылки создания тер-мокоррозионностойкого вяжущего // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Уфа, 1985. – С. 121–129.
10. Данилов В.В. О механизме гидратации в цементном тесте // Междунар. конгресс по химии цемента. – М., 1976. – Т. 2, кн. 2. – С. 73–76.
11. Сычев М.М. Закономерности проявления вяжущих свойств // Междунар. конгресс по химии цемента. – М., 1976. – Т. 2, кн. 2. – С. 42–57.
12. Мчедлов-Петросян О.П., Бабушкин В.И. Термодинамика и термохимия цемента // Междунар. конгресс по химии цемента. – М., 1976. – Т. 2, кн. 2. – С. 6–16.
13. Использование магнезиальных цементов в бурении скважин и добыче нефти / Г.М. Толкачев, Ю.А. Дулепов, А.М. Шилов, В.А. Мордвинов. – М., 1987. – 45 с.

References

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Iu.M. Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory [Drilling muds and grouting mortars]. Moscow: Nedra, 1999. 424 p.
2. Tolkachev G.M., Shilov A.M., Kozlov A.S. Poroshok brusitovyi kausticheskii dlia prigotovleniia magnezial'nykh tamponazhnykh materialov pri tsementirovanii obsadnykh kolonn v otlozheniiaikh legkorastvorimykh solei [Brucite caustic powder for producing magnesite grouting mortars for well casing in the sediments of easily soluble salts]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii*, 2005, no. 9, 10, pp. 68–71.
3. Tomilina E.M., Chougnnet-Sirapian A., Aboutourkia W. New thermally responsive cement for heavy oil wells. *Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference*, 2012, no. 2, pp. 1249–1260.
4. Kaya T., Ulgun F., Bitlis H., Daskin C., Korkmaz U., Ersoy A., Hosbas M., Simsek F. Experiences in geothermal deep well drilling of TPIC in Turkey. *Transactions – Geothermal Resources Council*, 2011, pp. 173–179.
5. Wan X., Zhang H., Li Y., Yang Y., Shan H., Xiao Z. Laboratory development and field application of novel cement system for cementing high-temperature oil wells. *Society of Petroleum Engineers. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*, 2010, pp. 35–41.
6. Zhou Y.-J., Jia J.-H. A new type cement slurry system for deep and high temperature wells. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, 2010, pp. 1989–1995.

7. Dinnebier R.E., Oestreich M., Bette S., Freyer D. $2\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ and $2\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$, two high temperature phases of the magnesia cement system. *Zeitschrift für Anorganische und Allgemeine Chemie*, 2012, pp. 628–633.

8. Kravtsov V.M., Kuznetsov Iu.S., Esenkov M.G. Tamponazhnyi material dlia krepleniia vysokotemperaturnykh skvazhin [Grouting mortar for casing the high temperature wells]. *Mezhvuzovskii nauchno-tekhnicheskii sbornik "Tekhnologiia bureniia neflianykh i gazovykh skvazhin"*, Ufa, 1979, no. 6, pp. 21–25.

9. Sharafutdinov Z.Z., Agzamov F.A., Mavltov M.R. Teoreticheskie predposylki sozdaniia termokorroziionostoikogo viazhushchego [Background of producing corrosion-resistant oil-well cements]. *Tekhnologiia bureniia neflianykh i gazovykh skvazhin*. Ufa, 1985, pp. 121–129.

10. Danilov V.V. O mekhanizme gidratatsii v tsementnom teste [Hydration mechanics in cement grout]. *Mezhdunarodnyi kongress po khimii tsementa*. Moscow, 1976, vol. 2, book 2, pp. 73–76.

11. Sychev M.M. Zakonomernosti proiavlenniia viazhushchikh svoistv [Regularities in cementing properties demonstration]. *Mezhdunarodnyi kongress po khimii tsementa*. Moscow, 1976, vol. 2, book 2, pp. 42–57.

12. Mchedlov-Petrosian O.P., Babushkin V.I. Termodinamika i termokhimiia tsementa [Thermodynamics and thermochemistry of cement]. *Mezhdunarodnyi kongress po khimii tsementa*. Moscow, 1976, vol. 2, book 2, pp. 6–16.

13. Tolkahev G.M., Dulepov Iu.A., Shilov A.M., Mordvinov V.A. Ispol'zovanie magnezial'nykh tsementov v burenii skvazhin i dobyche nefli [Application of magnesite cements in well drilling and oil extraction]. Moscow, 1987. 45 p.

Об авторах

Толкачев Георгий Михайлович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, научный руководитель научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Козлов Александр Сергеевич (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs014@pstu.ru).

Девяткин Дмитрий Александрович (Пермь, Россия) – инженер научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: Dimer2006@yandex.ru).

About the authors

Georgii M. Tolkahev (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University, Scientific Director of Scientific and Research Laboratory “Technological Fluids for Drilling and Casing” (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Aleksandr S. Kozlov (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Technology, Perm National Research Polytechnical University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: bngs014@pstu.ru).

Dmitrii A. Deviatkin (Perm, Russian Federation) – Engineer, Scientific and Research Laboratory “Technological Fluids for Drilling and Casing”, Perm National Research Polytechnical University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: Dimer2006@yandex.ru).

Получено 6.11.2013