БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.2

УДК 622. 245.42

© Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А., 2015

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АЭРИРОВАННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ С ВКЛЮЧЕНИЕМ В НИХ ПОЛЫХ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР

М.Ю. Мерзляков, А.А. Яковлев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия

Крепление скважин при интенсивном поглощении бурового раствора и наличии интервалов с многолетне-мерзлыми породами вызвало широкое применение газожидкостных тампонажных смесей, которые позволяют минимизировать риски возникновения возможных осложнений, возникающих при использовании обычных тампонажных растворов. Рассмотрены проведенные исследования технологических свойств разработанных цементных составов для крепления скважин различного назначения в вышеописанных условиях. Изучались как обычные газожидкостные тампонажные смеси без включения, так и с включением в них полых алюмосиликатных микросфер. Выбранная облегчающая добавка, представленная полыми микросферами, вводилась в состав газированного тампонажного раствора с целью придания большей прочности формируемому цементному камню, а также улучшения других технологических свойств смеси и камня. Результаты экспериментов показали, что полые алюмосиликатные микросферы позволяют сохранить низкую плотность газожидкостного тампонажного раствора при сокращении содержания в нем газа, что способствует увеличению адгезии со стенками скважины и с обсадными трубами и повышению прочности образуемого цементного камня. Полые микросферы в сочетании с мелкодисперсными пузырьками воздуха в составе тампонажного раствора позволяют получить достаточно прочный сверхлегкий цементный камень, способный повысить срок службы скважин.

Ключевые слова: скважина, сложные горно-геологические условия, затрубное пространство, газожидкостные тампонажные смеси, газовая фаза, полые алюмосиликатные микросферы, технологические свойства, плотность, кратность аэрированного раствора, устойчивость, адгезионная способность, крепление скважин, цементирование обсадных колонн, цементный камень, прочность цементного камня.

RESEARCH OF TECHNOLOGICAL PROPERTIES OF AERATED GROUTING MORTARS WITH HOLLOW ALUMINOSILICATE MICROSPHERES

M.Iu. Merzliakov, A.A. Iakovlev

National Mineral Resources University (University of Mines),
Saint Petersburg, Russian Federation

Well casing in conditions of high grout- acceptance rate and permafrost intervals required intensive application of gas-liquid grouting compounds that minimize the risks of the possible troubles induced by traditional grouting mortars. The studies of technological properties of the slurries developed for casing the wells for different purposes in the conditions described above are reviewed. The standard gas-liquid grouting compounds both with and without hollow aluminosilicate microspheres were investigated. The chosen lightweight additive containing hollow microspheres was put into gassed grouting mortar to improve set strength and other technological properties of the mortar and cement stone. Experiments have shown that hollow aluminosilicate microspheres allow to keep low density of the gas-liquid grouting compound and to reduce gas content therein, thus improving adhesion with the borehole walls and casing and increasing strength of the cement stone formed. Hollow microspheres coupled with fine air bubbles in grouting compound make it possible to obtain a sufficiently strong ultralight cement stone, capable of enhancing a well lifespan.

Keywords: well, mining-and-geological constraints, annulus, gas-liquid grouting mixtures, gas phase, hollow aluminosilicate microspheres, technological properties, density, aerated fluid ratio, consistency, sealing strength, well casing, casing column grouting, set cement, set strength.

Тампонажные растворы, содержащие в своем составе газовую фазу, стали применять с конца 70-х гг. прошлого столетия. В данный момент газожидкостные тампонажные смеси (ГЖТС) используются для ликвидации зон поглощений в пористых, трещиноватых и кавернозных породах, где применение обычных тампонажных растворов приводит к гидроразрыву пласта [1, 2]. Применяются они также для разобщения продуктивных малодебитных пластов [3], для ликвидации перетоков пластовых вод [4], для проходки крупнообломочных и закарстованных горных пород [5], для тампонирувания интервалов пород с большим поглощением при значительных глубинах (до 2500 м) [2, 6], для цементирования скважин в зонах многолетнемерзлых пород [5] и для крепления геотермальных скважин [7, 8]. В настоящее время ГЖТС эффективно используются в строительстве скважин на нефть и газ [6, 9–11], на пресные воды [6, 12] и рассолы [4], при проходке

скважин на твердые полезные ископаемые [9, 13].

На кафедре бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» были проведены экспериментальные исследования технологических свойств ГЖТС, содержащих в своем составе полые алюмосиликатные микросферы (ПАМС). Включение ПАМС в ГЖТС было обусловлено прежде всего стремлением придать формируемому азрированному цементному камню большую прочность.

Азрированные тампонажные смеси обладают рядом особых свойств, делающих их в своем роде уникальными. Например, их плотность может варьироваться в широком диапазоне и достигать минимальных значений, равных 360 кг/м^3 , что невозможно получить для других тампонажных растворов (рис. 1). Проведенные экспериментальные исследования показали, что ГЖТС с добавлением ПАМС также обладают низкой плотностью.

Рис. 1. Диапазон плотностей различных тампонажных растворов
(* — значения, полученные авторами статьи) [9, 14]

Свойства аэрированных тампонажных составов без включения и с включением ПАМС

Состав аэрированного тампонажного раствора, мас. -ч.						Плотность, кг/м ³	Устойчивость	Кратность	СНС, дПа θ_1/θ_{10}	Время загустевания до 30 уек ^{**} , ч-мин	Сроки схватывания, ч-мин		Адгезия, МПа	Прочность на изгиб через 2 сут твердения, МПа
Цемент	Песок	ПАМС	Вода	ПАВ	NaOH						Начало	Конец		
70,0	30,0	–	40,0	0,5	1,0	770	У	2,14	8,4/9,8	5-15	4-55	5-50	0,50	0,91
60,0	40,0	–	40,0	0,5	1,0	820	У	2,09	8,9/12,2	5-05	5-05	6-15	0,49	0,76
60,0	30,0	10,0	40,0	0,5	1,0	840	У	1,82	6,4/9,8	5-00	5-10	5-50	0,52	0,98

* – массовые части; ** – условные единицы консистенции.

Для оценки влияния ПАМС на технологические свойства аэрированных тампонажных растворов были исследованы ГЖТС как с включением микросфер, так и без их ввода в состав смесей. По проведенным экспериментам получены средние значения технологических свойств, которые представлены в таблице.

Ввод ПАМС в ГЖТС позволяет уменьшить кратность и, в то же время, сохранить невысокую плотность смеси. Снижение кратности аэрированного раствора способствует росту прочности формируемого цементного камня и его сцеплению с горными породами и обсадными трубами.

Опыты показали, что на устойчивость ГЖТС, помимо ПАВ, оказывает влияние содержание твердой фазы, ее строение, свойства и разнообразие минералов по форме и размерам частиц, числу входящих в смесь компонентов. С увеличением их содержания повышается стабильность смеси, что подтверждается работами других исследователей [14, 15]. Для придания аэрированным растворам большей стабильности в их состав дополнительно вводятся твердые вещества-стабилизаторы, которые представлены высокодисперсными соединениями кремния, глиноземом и другими материалами, характеризующимися кристаллохимическим сродством с компонентами ГЖТС. Именно поэтому в исследуемые составы авторами было решено вводить кварцевый песок и ПАМС.

Тампонажный цемент, микросферы и кварцевый песок, находясь во взвешенном состоянии, прочно удерживаются в узлах между пузырьками формирующегося пеноцементного раствора, что при затвердевании позволяет обеспечить неподвижность воздушных ячеек с образованием более прочного камня.

Структурно-механические свойства характеризуют седиментационную стабильность тампонажной смеси, находящейся в состоянии покоя. При увеличении предельного значения статического напряжения сдвига возрастает стабильность ГЖТС, поэтому твердая и газовая фазы могут удерживаться более длительное время во взвешенном состоянии. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что ГЖТС и с микросферами, и без них обладают достаточно высокой стабильностью.

Как отмечается в патентах¹, добавка микросфер увеличивает прочность и понижает газопроницаемость формируемого тампонажного камня, а также повышает устойчивость ГЖТС. Эти выводы подтверждаются результатами экспериментов, приведенных в данной работе.

¹ Тампонажный пеноцементный состав: пат. 2176308 Рос. Федерация. № 2000109409/03; заявл. 14.04.2000; опубл. 27.11.2001; Способ изоляции интервалов высокоинтенсивных поглощений в скважине и аэрированный тампонажный раствор для его осуществления: пат. 2379474 Рос. Федерация. № 2008110037/03; заявл. 14.03.2008; опубл. 20.01.2010.

Время загустевания и сроки схватывания рассматриваемых аэрированных тампонажных растворов практически одни и те же. Для их сокращения планируется в дальнейшем вводить в состав ГЖТС ускорители сроков схватывания (калийно-щелочной реагент (КЩР) – $K_2CO_3 + KOH$; K_2CO_3 ; $NaNO_3$; $CaCl_2$ и др.).

Адгезионная способность ГЖТС исследовалась с помощью двух полых цилиндров разного диаметра и высоты, между которыми заливался аэрированный цементный состав. Спустя двое суток сформировавшийся цементный камень с помощью полуавтоматического устройства Controls для испытаний на сжатие и изгиб выдавливался относительно наружного диаметра меньшего цилиндра (рис. 2).

Расчет адгезии производился по следующей формуле:

$$\tau = \frac{P}{\pi d_{нар} h_2},$$

где p – усилие сдвига образца, Н; $d_{нар}$ – наружный диаметр узкого цилиндра, м; h_2 – высота широкого цилиндра, м.

Рис. 2. Схема устройства для изучения адгезии цементного камня

По результатам выполненных экспериментов можно сделать вывод о повышении адгезионных и прочностных свойств при снижении кратности ГЖТС и уменьшении дисперсности пузырьков газа.

Выполненные исследования по изучению технологических свойств ГЖТС с включением ПАМС показали, что ввод полых микросфер позволяет улучшить качественные показатели аэрированных тампонажных растворов:

- уменьшает содержание газовой фазы ГЖТС, но в то же время сохраняет их невысокую плотность;

- повышает прочность тампонажного камня и его сцепление со стенками скважины и обсадными трубами.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что сочетание газовых пузырьков и полых микросфер в составе тампонажной смеси позволяет получить достаточно прочный облегченный цементный камень. Планируется ведение дальнейших исследований по разработке новых составов ГЖТС с включением ПАМС для более конкретных условий их применения при креплении скважин различного назначения.

Список литературы

1. Облегченный тампонажный состав для борьбы с поглощениями различной степени интенсивности в процессе строительства скважин / А.В. Самсыкин, Р.А. Мулюков, И.И. Ярмухаметов [и др.] // Территория нефтегаз. – 2012. – № 2. – С. 14–16.
2. Davis R. Foam cementing Program // *Drilling*. – 1989. – № 12. – Р. 70.
3. Опыт применения облегченных тампонажных растворов за рубежом / Нефтяная промышленность. Бурение. Заруб. опыт / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. промышленности. – М., 1985. – № 23. – С. 3–8.
4. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores well-bore integrity in old wells // *OGJ*. – 1984. – № 34. – Р. 125–126.
5. Foam cements offer advantages in drilling operations // *Oilweek*. – 1984. – Vol. 35, № 4. – Р. 20–21.
6. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements // *Oil and Gas J.* – 1983. – № 20. – Р. 219–232.
7. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
8. Бурение скважин на термальные воды / Г.П. Новиков, Г.М. Гулянец, Ю.Н. Агеев [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 229 с.
9. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (комплексная технология бурения и крепления скважин) / Санкт-Петербург. гос. горн. ин-т (техн. ун-т). – СПб., 2000. – 143 с.
10. Rozieres S.D., Ferriere R. Foamed cements characterization under downhole conditions and I-bz impact on job design // *SPE Prog. Eng.* – 1991. – Vol. 3. – Р. 297–304.
11. Oldson M.T. Application of foam cements in Alberta // *J. of Canad. Petroleum*. – 1985. – № 5. – Р. 49–57.
12. Детков В.П. Изоляционные работы в скважинах различного назначения: монография. – Краснодар: Эконвест, 2012. – 484 с.
13. Стрелена Л.С., Рудометов Ю.Г., Измайлова Р.А. Методические рекомендации по тампонированию скважин аэрированными цементными растворами. – Л.: ВИТР, 1990. – 32 с.
14. Щербakov Д.В. Существующие проблемы при цементировании скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3. – С. 41–45.
15. Детков В.П., Хисматулин А.Р. Оценка давления сил поверхностного натяжения в аэрированном тампонажном растворе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 5. – С. 28–32.

References

1. Samsykin A.V., Muliukov R.A., Iarmukhametov I.I. [et al.]. Oblegchennyy tamponazhnyy sostav dlia bor'by s pogloshcheniyami razlichnoi stepeni intensivnosti v protsesse stroitel'stva skvazhin [Foamed cements as a means to control losses of different rate in building wells]. *Territoria neftegaz*, 2012, no. 2, pp. 14–16.
2. Davis R. Foam cementing Program. *Drilling*, 1989, no. 12, p. 70.
3. Opyt primeneniia oblegchennykh tamponazhnykh rastvorov za rubezhom [Foreign experience of foamed cements application]. *Neftianaya promyshlennost'. Burenie. Zarubezhnyi opyt*. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 1985, no. 23, pp. 3–8.
4. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores well-bore integrity in old wells. *OGJ*, 1984, no. 34, pp. 125–126.
5. Foam cements offer advantages in drilling operations. *Oilweek*, 1984, no. 4, pp. 20–21.
6. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements. *Oil and Gas J.*, 1983, no. 20, pp. 219–232.
7. Kudryashov B.B., Iakovlev A.M. Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviakh [Drilling wells in complicated conditions]. Moscow: Nedra, 1987. 269 p.
8. Novikov G.P., Gul'iants G.M., Ageev Iu.N. [et al.]. Burenie skvazhin na termal'nye vody [Drilling wells for thermal waters]. Moscow: Nedra, 1986. 229 p.
9. Iakovlev A.A. Gazozhidkostnye promyvочnye i tamponazhnye smesi (kompleksnaia tekhnologiya burenii i krepnenii skvazhin) [Gas-liquid cleaning and grouting compounds (comprehensive technology of well drilling and casing)]. Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi institut (tekhnicheskii universitet), 2000. 143 p.
10. Rozieres S.D., Ferriere R. Foamed cements characterization under downhole conditions and I-bz impact on job design. *SPE Prog. Eng.*, 1991, vol. 3, pp. 297–304.
11. Oldson M.T. Application of foam cements in Alberta. *J. of Canad. Petroleum*, 1985, no. 5, pp. 49–57.
12. Detkov V.P. Izolatsionnye raboty v skvazhinakh razlichnogo naznachenii [Isolating works in wells for different purposes]. Krasnodar: Ekoinvest, 2012. 484 p.
13. Strelena L.S., Rudometov Iu.G., Izmailova R.A. Metodicheskie rekomendatsii po tamponirovaniu skvazhin aerirovannymi tsementnymi rastvorami [Guidelines for well plugging by aerated cement compounds]. Leningrad: VITR, 1990. 32 p.
14. Shcherbakov D.V. Sushchestvuiushchie problemy pri tsementirovanii skvazhin [Current issues in well cementing]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2013, no. 3, pp. 41–45.
15. Detkov V.P., Khismatulin A.R. Otsenka davleniia sil poverkhnostnogo natiazheniia v aerirovannom tamponazhnom rastvore [Evaluation of surface tension forces in aerated grouting compounds]. *Stroitel'stvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2005, no. 5, pp. 28–32.

Об авторах

Мерзляков Михаил Юрьевич (Санкт-Петербург, Россия) – аспирант кафедры бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: merzlyakov.mihail@yandex.ru).

Яковлев Андрей Арнанович (Санкт-Петербург, Россия) – доктор технических наук, профессор кафедры механики Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

About the authors

Mikhail I. Merzliakov (Saint Petersburg, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Well Drilling, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, St. Petersburg, 21st Line, Vasilevskii island, 2; e-mail: merzlyakov.mihail@yandex.ru).

Andrei A. Iakovlev (Saint Petersburg, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Mechanics, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, St. Petersburg, 21st Line, Vasilevskii island, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

Получено 14.01.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алумосиликатных микросфер // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 13–17. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.2

Please cite this article in English as:

Merzliakov M.Iu., Iakovlev A.A. Research of technological properties of aerated grouting mortars with hollow aluminosilicate microspheres. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 13–17. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.2