БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.4

УДК 622.245

© Козлов А.С., Пастухов А.М., 2014

ТАМПОНАЖНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

А.С. Козлов, А.М. Пастухов

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Рассматриваются вопросы качества цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород. С учетом особенностей литологического состава и термобарических условий разреза был разработан состав тампонажного материала на основе магнезиального цемента, предназначенный для повышения качества цементирования обсадных колонн в этих интервалах. Представлены результаты определения значений показателей основных свойств полученного тампонажного раствора, прочностных характеристик цементного камня, а также результаты исследования его морозостойкости. Полученные данные позволяют рекомендовать разработанный состав тампонажного материала к использованию в опытно-промышленном порядке для оценки возможности повышения качества цементирования обсадных колонн в разрезе, осложненном наличием многолетнемерзлых пород.

Приведен порядок исследований по оценке формирования адгезионной связи цементный камень МТМ–ММП–лед. Сформированы образцы-балочки для оценки морозостойкости цементного камня МТМ–ММП, по окончании каждого цикла замораживания-оттаивания подвергающиеся испытанию на прочность методами разрушающего контроля. Установлено предельное количество циклов замораживания-оттаивания, которые выдерживали образцы без разрушения в условиях циклически меняющейся температуры.

Ключевые слова: тампонажный раствор, цементирование обсадных колонн, многолетнемерзлые породы, магнезиальный цемент, цементный камень, морозостойкость.

PLUGGING MATERIAL FOR CEMENTING CASING IN THE RANGE OF PERENNIALY FROZEN ROCKS

A.S. Kozlov, A.M. Pastukhov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Quality issues of cementing casing in the intervals of perennially frozen rocks are considered. Taking into account features the lithological composition and thermobaric conditions of section plugging material composition based on magnesia cement was designed to improve the quality of cementing casing in these intervals. The results of determining the values of the basic properties parameters of the resulting cement slurry, the strength characteristics of the cement stone, and the results of its frost resistance research are shown. The data obtained allow us to recommend plugging material composition designed for the use on a trial basis to assess the possibility of improving the quality of cementing casing sectional complicated by the presence of perennially frozen rocks.

The procedure of evaluation studies of forming an adhesive bond cement stone МТМ–ММП–ice is given. Ravine-shaped samples are formed to assess the frost resistance of the cement stone МТМ–ММП, tested after each freeze-thaw cycle for strength with destructive testing methods. A limit on the number of freeze-thaw cycle was established, which kept the samples without breaking under conditions of cyclically changing temperature.

Keywords: cement slurries, cementing casing, perennially frozen rocks, magnesia cement, cement stone, frost resistance.

Введение

В настоящее время при строительстве скважин в условиях Крайнего Севера одной из нерешенных задач является задача обеспечения качественного цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород (ММП) [1–7].

В лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» Пермского национального исследовательского политехнического университета были выполнены исследования по разработке тампонажного материала на основе магнезиального вяжущего (МТМ – ММП) для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах, осложненных наличием ММП в разрезе.

Проведение исследований заключалось в получении тампонажного материала, раствор которого не растекает ледистую породу, характеризуется пониженной плотностью [8, 9], низким значением водоотделения, высокой седиментационной стабильностью [10, 11], укороченными сроками загустевания и схватывания, а формирующийся в условиях циклически меняющейся температуры цементный камень обладает несущей способностью [12] и обеспечивает плотный контакт как с обсадной колонной, так и с горной породой, слагающей стенки скважины, в том числе и со льдом (ледистой породой).

При разработке тампонажного состава МТМ – ММП во внимание принимались следующие характеристики раствора-камня:

- основные технологические свойства тампонажного раствора (плотность, реология, время загустевания при температуре 5 и 20 °С, седиментационная стабильность и водоотделение);
- влияние отрицательной температуры окружающей среды на характер формирования цементного камня;
- морозостойкость цементного камня, выполненная с учетом методики [13];
- прочностные характеристики цементного камня в процессе длительного хранения его при постоянной температуре 20 и 60 °С [14, 15].

Результаты тестирования состава МТМ – ММП

Полученный тампонажный раствор МТМ-ММП характеризуется:

- пониженной плотностью;
- нулевым значением водоотделения;
- технологически необходимым временем загустевания;
- отсутствием замерзания раствора и формированием цементного камня при температуре –5 °С.

Показатели свойств тампонажного раствора МТМ – ММП представлены в табл. 1.

Результаты определения значений показателей свойств цементного камня (ЦК) МТМ – ММП представлены в табл. 2.

Т а б л и ц а 1

Показатели свойств тампонажного раствора МТМ – ММП

Температура испытания, °С	Плотность, кг/м ³	Растекание, мм	Водоотделение, %	Седиментационная стабильность, кг/м ³	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Пластическая вязкость, сПз	Время загустевания до 70 Вс, ч-мин
20	1500	170	–	0	89,8	77,3	2–27
5	1498	–	0	0	14,4	144,0	6–47

Таблица 2

Показатели свойств цементного камня МТМ – ММП

№ п/п	Показатели	Условия испытания	Полученные значения	Примечания
1	Предел прочности ЦК при изгибе/сжатии, МПа через 2 сут через 3 сут через 4 сут	$P_{атм}$	2,78/8,42 3,67/11,42 3,56/11,67	Формирование образцов цементного камня осуществляли по схеме 24 ч при $T = -5^{\circ}\text{C}$ в изолированных условиях, далее в воде водопроводной при $T = 20^{\circ}\text{C}$
2	Предел прочности ЦК при сжатии через 3 сут, МПа	$T = 20^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$ (вода) $T = 5^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$ (вода) $T = -5^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$ (изол.)	5,01 8,17 2,80	Формирование ЦК в герметизированных формах осуществлялось на воздухе
3	Предел прочности ЦК при сжатии, МПа через 3 сут через 7 сут через 28 сут через 90 сут через 180 сут	$T = 20^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$, среда хранения – вода водопроводная/воздушная	3,93/– 4,50/4,90 5,53/6,68 5,14/5,39 5,21/8,15	Формирование ЦК в герметизированных формах происходило в водной среде
4	Предел прочности ЦК при изгибе/сжатии, МПа через 3 сут через 7 сут через 28 сут через 90 сут через 180 сут	$T = 60^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$, среда хранения – вода водопроводная	1,63/4,71 1,68/4,12 1,76/4,23 1,67/4,65 1,69/5,00	–
6	Увеличение объема ЦК, % через 1 сут через 2 сут через 3 сут через 7 сут	$T = 20^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$, среда хранения – вода водопроводная	0,50 0,76 0,72 0,79	–
7	Прочность сцепления с металлической огибающей поверхностью, МПа через 3 сут через 7 сут через 28 сут через 90 сут через 180 сут	$T = 20^{\circ}\text{C}$, $P_{атм}$, среда хранения – изолированная	0,05 0,07 0,27 0,21 0,27	–

По приведенным в табл. 2 результатам можно сделать следующие выводы:

– в нормальных условиях ($T = 20^{\circ}\text{C}$) отмечается набор прочности цементного камня в период всего срока наблюдения;

– у образцов цементного камня, хранящихся при повышенной температуре (60°C), рост прочности цементного камня происходит в течение первых 3 сут, при дальнейшем хранении значительных изменений прочностных характеристик не отмечено;

– измерение деформационных характеристик цементного камня свидетельствует о незначительном увеличении его объема в процессе формирования.

Исследования по оценке формирования адгезионной связи цементный камень МТМ – ММП – лед выполнялись в следующем порядке:

1. В пластиковый стакан вместимостью 200 см^3 наливали воду объемом 100 см^3 , который помещали в термостат при температуре -5°C для формирования льда.

2. Поверх сформированного в стакане льда наливали приготовленный тампонажный раствор МТМ – ММП и оставляли в термостате при температуре -5°C еще на 3 сут.

3. По истечении 3 сут производили визуальную оценку формирования адгезионной связи цементный камень МТМ – ММП – лед (рис. 1).

Рис. 1. Контакт цементный камень МТМ-ММП – лед

По результатам исследования установлено, что связь цементный камень МТМ – ММП – лед формируется.

Важным показателем цементного камня, имеющего значительную площадь контакта с мерзлыми породами, является его морозостойкость [13].

С целью оценки морозостойкости цементного камня МТМ – ММП были сформированы образцы-балочки, которые по истечении каждого цикла замораживание-оттаивание подвергались испытанию на прочность методами разрушающего контроля. При испытании на морозостойкость устанавливали предельное количество циклов замораживание-оттаивание, которые выдерживали образцы без разрушения в условиях циклически меняющейся температуры.

Формирование образцов цементного камня, их хранение и испытание в рам-

ках проводимых исследований по оценке морозостойкости цементного камня выполнены с учетом соответствующей методики [13]. Результаты по испытанию цементного камня МТМ – ММП на морозостойкость представлены в ниже.

Результаты прочностных характеристик при испытании на морозостойкость цементного камня МТМ – ММП:

Номер цикла, после которого выполнена оценка прочности цементного камня	Предел прочности ЦК при исследовании его морозостойкости, МПа	
	при изгибе	при сжатии
1	1,96	6,94
2	2,03	6,76
3	1,73	6,75
4	1,95	7,74
5	1,91	7,29
6	1,83	7,15
7	1,99	7,33
8	1,73	7,72
9	1,93	8,28
10*	–	–
11	1,77	6,72
12	2,00	6,39
13	1,82	6,28
14	1,41	5,83
15	1,26	6,33

* Исследования образцов цементного камня МТМ – ММП после 10-го цикла замораживание-оттаивание не выполнялись, так как при визуальной оценке их состояния дефектов цементного камня, свидетельствующих о его разрушении, не выявлено (рис. 2).

Рис. 2. Образцы-балочки цементного камня МТМ – ММП после 10 циклов испытаний замораживание-оттаивание

Первые признаки разрушения были отмечены только после 15 циклов замораживание-оттаивание (рис. 3).

Рис. 3. Образцы-балочки цементного камня МТМ-ММП после 15 циклов испытаний замораживание-оттаивание

Анализ результатов прочностных характеристик при испытании на морозостойкость цементного камня МТМ – ММП, приведенных выше, свидетельствует, что цементный камень полученного тампонажного материала не разрушился и сохранил высокую прочность на протяжении 15 циклов воздействия знакопеременных температур. Тенденция роста прочности цементного камня наблюдалась до 12-го цикла.

Заключение

Установленные в ходе исследований свойства полученного состава тампо-

нажного материала в совокупности дают основания прогнозировать при производстве цементировочных работ возможность существенного улучшения качества крепления нефтяных и газовых скважин в интервалах залегания ММП за счет долговременной сохранности герметичности их крепи. Это позволит:

- за счет пониженной плотности тампонажного раствора снизить риски возникновения его поглощения и предотвратить недоподъемы раствора до устья скважины;

- сократить сроки строительства скважин за счет уменьшения времени ОЗЦ после цементирования обсадной колонны, перекрывающей ММП;

- повысить надежность и продолжительность межремонтного периода работы скважин, исключить необходимость дополнительных капитальных ремонтов;

- снизить возможность появления межпластовых перетоков и потери газа при эксплуатации скважин;

- минимизировать экологические риски, обусловленные негерметичностью скважин при добыче газа;

- расширить область применения магнизиальных вяжущих для производства цементировочных работ при строительстве и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин.

Список литературы

1. Бакшуттов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 272 с.
2. Пастухов А.М., Шилов А.М. К вопросу о возможности использования тампонажного материала на основе магнизиального вяжущего для цементирования обсадных колон, перекрывающих зоны многолетнемерзлых пород // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 1. – С. 54–56.
3. Cunningham W., Smith D. Cementing through permafrost environment // American Society of Mechanical Engineers. – 1977. – № 37 – P. 8–11.
4. Goodman M.A. Arctic drilling operations present unique problems // World Oil. – 1977. – № 6. – P. 95–100.
5. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost // World Oil. – 1977. – № 12. – P. 81–87.
6. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost // Journal of Canadian petroleum technology. – 1971. – № 1. – P. 19–22.
7. Cementing materials for cold environments / L. Maier, M. Carter, W. Cunningham, T. Bosley // Journal of petroleum technology. – 1971. – № 23. – P. 1215–1220.
8. Microspheres cut density of cement slurry / Harms, M. Weldon, Lingenfelter, T. John // Oil and Gas Journal. – 1981. – № 5 – P. 59–66.

9. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин / В.И. Вяхирев В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, В.В. Ипполитов, А.А. Фролов, Ю.С. Кузнецов, В.Ф. Янкевич, С.А. Уросов. – М.: Недра, 2000. – 134 с.
10. Баталов ДМ., Горский А.Т. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов при пониженных температурах // Проблемы нефти и газа Тюмени: науч.-техн. сб. – Тюмень, 1982. – Вып. 54. – С. 28–30.
11. Черненко А.В., Горлов А.Е. О седиментационной устойчивости тампонажных растворов // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 7. – С. 21–23.
12. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. – М.: Недра, 2005. – 318 с.
13. Результаты исследований морозостойкости камня облегченных тампонажных цемента / Н.Е. Щербич, И.И. Белей, Л.Л. Кашникова [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 4. – С. 15–18.
14. Белей И.И. Методы лабораторных испытаний тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах // Бурение и нефть. – 2008. – № 7, 8. – С. 19–22.
15. Данюшевский В.С., Алиев В.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд. – М.: Недра, 1987. – 373 с.

References

1. Bakshutov V.S. Mineralizovannye tamponazhnye rastvory dlia tsementirovaniia skvazhin v slozhnykh usloviakh [Mineralized grouting mortars for cementing wells in difficult conditions]. Moscow: Nedra, 1986. 272 p.
2. Pastukhov A.M., Shilov A.M. K voprosu o vozmozhnosti ispol'zovaniia tamponazhnogo materiala na osnove magnezial'nogo viazhushchego dlia tsementirovaniia obsadnykh kolon, perekryvaiushchikh zony mnogoletnemerzlykh porod [To a question the possible use of grouting material of backfill material based on magnesia binder for cementing casing, overlapping zones of permafrost rocks]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2011, vol. 5, no. 1, pp. 54–56.
3. Cunningham W., Smith D. Cementing through permafrost environment. *American Society of Mechanical Engineers*, 1977, no. 37, pp. 8–11.
4. Goodman M.A. Arctic drilling operations present unique problems. *World Oil*, 1977, no. 6, pp. 95–100.
5. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost. *World Oil*, 1977, no. 12, pp. 81–87.
6. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1971, no. 1, pp. 19–22.
7. Maier L., Carter M., Cunningham W., Bosley T. Cementing materials for cold environments. *Journal of petroleum technology*, 1971, no. 23, pp. 1215–1220.
8. Harms, Weldon M., Lingenfelter, John T. Microspheres cut density of cement slurry. *Oil and gas journal*, 1981, no. 5, pp. 59–66.
9. Viakhirev V.I. Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V., Ippolitov V.V., Frolov A.A., Kuznetsov Iu.S., Iankevich V.F., Urosov S.A. Oblegchennye tamponazhnye rastvory dlia krepneniia gazovykh skvazhin [Lite plugging solutions for fixing gas wells]. Moscow: Nedra, 2000. 134 p.
10. Batalov DM., Gorskii A.T. Sedimentatsionnaia ustoiichivost' tamponazhnykh rastvorov pri ponizhennykh temperaturakh [Sedimentation stability plugging solutions at low temperatures]. *Nauchno-tehnicheskii sbornik "Problemy nefi i gaza Tiumeni"*. Tyumen, 1982, no. 54, pp. 28–30.
11. Chernenko A.V., Gorlov A.E. O sedimentatsionnoi ustoiichivosti tamponazhnykh rastvorov [About sedimentation stability plugging solutions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1977, no. 7, pp. 21–23.
12. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S. Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnia v korrozionno-aktivnykh sredakh [Durability of plugging stone in corrosive environments]. Moscow: Nedra, 2005. 318 p.
13. Shcherbich N.E., Belei I.I., Kashnikova L.L. Rezul'taty issledovaniia morozostoikosti kamnia oblegchennykh tamponazhnykh tsementov [Research results of frost resistance stone facilitated plugging cements]. *Burenie i nefi'*, 2008, no. 4, pp. 15–18.

14. Belei I.I. Metody laboratornykh ispytaniy tamponazhnykh rastvorov dlia tsementirovaniia obsadnykh kolon v gazovykh i gazokondensatnykh skvazhinakh [Methods for laboratory testing plugging solutions for cementing casing in the gas and gas condensate wells]. *Burenie i nefi'*, 2008, no. 7 (8), pp. 19–22.

15. Danushevskii V.S., Aliev V.M., Tolstykh I.F. Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhnym materialam [Reference Guide plugging materials]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1987, 373 p.

Об авторах

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

Пастухов Алексей Михайлович (Пермь, Россия) – младший научный сотрудник кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, ул. Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs008@pstu.ru).

About the authors

Aleksandr S. Kozlov (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in technical sciences, associate professor of the oil and gas technologies department of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomol'skii av., 29; e-mail: bngs014@pstu.ru).

Aleksei M. Pastukhov (Perm, Russian Federation) – junior researcher of the oil and gas technologies department of Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomol'skii av., 29; e-mail: bngs008@pstu.ru).

Получено 05.02.2014