



УДК 622.24

КРЕПЛЕНИЕ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД, СОДЕРЖАЩИХ АГРЕССИВНЫЕ ФЛЮИДЫ



ATTACHMENT OF HIGHLY PERMEABLE ROCKS, CONTAINING AGGRESSIVE FLUIDS

Вороник Алексей Михайлович

старший преподаватель кафедры бурения,
Ухтинский государственный технический университет
avoronik@ugtu.net

Каменских Сергей Владиславович

кандида техн. наук, доцент,
доцент кафедры бурения,
Ухтинский государственный технический университет
skamenskih@ugtu.net

Уляшева Надежда Михайловна

канд. техн. наук, профессор,
заведующий кафедрой бурения,
Ухтинский государственный технический университет
nulyasheva@ugtu.net

Аннотация. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах, содержащих агрессивные флюиды, вызывает ряд трудностей, связанных с интенсивной коррозией цементного камня, поглощением тампонажных растворов и др. На основании проведенных лабораторных исследований разработана облегченная коррозионноустойчивая тампонажная смесь. В ходе проведения экспериментов установлено, что цементный камень разработанной тампонажной смеси обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным флюидам, определены физико-механические параметры тампонажной смеси и цементного камня, закономерности их изменения от концентрации и дисперсности гранулированного пеностекла. На основании проведенных экспериментов установлены функциональные связи между физико-механическими свойствами цементного камня и геофизическими параметрами, которые позволяют оценить качество цементирования и принимать своевременные решения о проведении текущего ремонта скважины.

Ключевые слова: высокопроницаемые горные породы; агрессивные флюиды; тампонажные смеси; цементный камень; дисперсность; гранулированное пеностекло.

Voronik Alexei Mikhailovich

senior lecturer in the drilling department,
Ukhta State Technical University
avoronik@ugtu.net

Kamenskikh Sergey Vladislavovich

Candidate of Technical Science, Associate
Professor,
Assistant Professor of the drilling department,
Ukhta State Technical University
skamenskih@ugtu.net

Ulyasheva Nadezhda Mikhailovna

Candidate of Technical Sciences, Professor,
Head of the drilling department,
Ukhta State Technical University
nulyasheva@ugtu.net

Annotation. Attachment of wells in highly permeable rocks containing aggressive fluids causes a number of difficulties related to intensive corrosion of cement stone, absorption of plugging solutions, etc. Based on the performed laboratory studies, a light corrosion-resistant plugging mixture was developed. During experiments it was found that cement stone of the developed plugging mixture has corrosion resistance to aggressive fluids, physical and mechanical parameters of the plugging mixture and cement stone are determined, patterns of their change from concentration and dispersion of granulated foam glass are determined. On the basis of the conducted experiments, functional connections between physical and mechanical properties of cement stone and geophysical parameters have been established, which allow to assess the quality of cementation and to make timely decisions on carrying out the current repair of the well.

Keywords: highly permeable rocks; aggressive fluids; grouting mixes; cement stone; dispersion; the granulated foamglass.

Креплению скважин всегда уделялось пристальное внимание научных, проектных и производственных организаций, но до сих пор остается ряд нерешенных проблем, одной из которых является крепление высокопроницаемых горных пород, содержащих агрессивные флюиды, в том числе сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2). В результате выполнения работ по цементированию в подобных условиях может наблюдаться недоподъем цементного раствора, нарушение герметичности заколонного пространства, появление межколонных давлений и перетоков пластовых флюидов, нарушение герметичности обсадных колонн, вследствие воздействия агрессивных сред на сформированный цементный камень.

Характерными примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Денисовской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) РФ: Баяндыское, им. А. Алабушина, Ипатское, Ламбейшорское и др., в которых наблюдаются вышеописанные осложнения, а содержание H_2S и CO_2 достигает до 18,5 и 2,8 % об. соответственно. В результате требуется пересмотр традиционных



и стандартных подходов к креплению скважин и разработка новых рецептур тампонажных растворов и смесей, способных одновременно предупреждать поглощения в высокопроницаемых горных породах и формировать в агрессивных средах коррозионностойкий и долговечный цементный камень.

На территории Денисовской впадины, расположенной в северной части Усинского района Республики Коми, в течение 2012–2019 г.г. пробурено более 80 скважин. На основании сейсмических исследований, проведенных ОАО «Севергеофизика», установлено, что горно-геологические условия месторождений Денисовской впадины аналогичны. Согласно промысловой информации средняя глубина скважин по вертикали в зависимости от технического задания составляет 3900–4100 м, а температура в продуктивных горизонтах колеблется в диапазоне 66,5–98,8 °С. Одной из основных проблем при цементировании обсадных колонн является литологический состав горных пород (перемятые порово-кавернозные, трещинно-кавернозные и порово-каверно-трещинные высокопроницаемые карбонатные породы, содержащие H₂S и CO₂), поэтому при цементировании хвостовиков и нижних секций эксплуатационных колонн применяется цемент марки ПЦТ I-G СС-1, а верхних – цементно-бентонитовая смесь (ЦБС).

Согласно промысловому опыту ведения буровых работ для повышения качества крепления высокопроницаемых горных пород применяются специальные методы и технологии кольматации призабойной зоны пласта растворами с вязкоупругими свойствами, а также использования различных видов облегченных, расширяющихся или дисперсно-армированных цементов.

Основным недостатком данных методов и технологий является отсутствие коррозионной стойкости цементного камня к сероводородной и углекислотной агрессии, в результате чего различные периоды ведения буровых работ был разработан целый ряд облегченных и коррозионностойких тампонажных растворов и смесей.

Не смотря на многочисленные исследования по получению коррозионностойких материалов, согласно промысловым данным на площадях и месторождениях ТПНГП в сложных (многофакторных) условиях, в том числе в пределах Денисовской впадины, ООО «Лукойл-Коми» и другие буровые предприятия и компании используют при креплении сульфатостойкий портландцемент марки ПЦТ I-G СС-1. В связи с этим, исходя из опыта крепления скважин на площадях и месторождениях ТПНГП и учитывая возможности нефтяных компаний, применение сульфатостойких портландцементов оправдано и возможно в условиях сероводородной и углекислотной агрессии.

На основании проведенных исследований [1, 2] разработан компонентный состав облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси (заявка на изобретение № 2016117871 от 05.05.2016), в состав которой входят цемент марки ПЦТ I-G СС-1 (вяжущий материал), гранулированное пеностекло – ГПС (ООО «ТИГИ Крамер»), расширяющая добавка – ДР-100 (ТУ 2458-077-97457491-2012) и газоблокатор – газблок (ТУ 2458-055-40912231-2009).

Одним из производителей цемента марки ПЦТ I-G СС-1 согласно ГОСТ 1581-96 (API Specification 10A 24 Edition) в РФ является ООО «Холсим (Рус)» (Вольский цементный завод). Малое содержание свободной CaO (0,3 %) в клинкере не вызывает удлинение (расширение) образцов цементного камня, приводящее в конечном итоге к его разрушению, и способствует уменьшению скорости гидролиза структуры элементов камня при воздействии агрессивных сред [3, 4 и др.]. Низкое содержание алюминатов кальция (<3 %) и щелочных соединений в минералогическом составе тампонажного цемента ПЦТ I-G СС-1 наделяет цементный камень коррозионной стойкостью, благодаря чему он применяется для крепления скважин в присутствии агрессивных пластовых флюидов. По данным [3] ограничение фазы С3А (трехкальциевый алюминат) и количества свободного CaO способствует увеличению коррозионной стойкости сульфатостойкого цемента в условиях сероводородной агрессии. Являясь чисто клинкерным цементом, ПЦТ I-G СС-1 совместим с большинством химических реагентов, которые позволяют обеспечить требуемые технологические и реологические характеристики тампонажного раствора.

В качестве газоблокатора используется газблок, который представляет собой реагент на основе синтетических сульфированных полимеров. Анализ результатов исследований [1] показывает, что тампонажные смеси, обработанные реагентом газблок, обладают пониженной фильтрацией и повышенной прочностью по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. При растекаемости цементного раствора ПЦТ I-G СС-1 с газблоком 19,75–23,25 см водоотделение практически отсутствует (минимально), что свидетельствует о высокой седиментационной и суффозной устойчивости данной тампонажной смеси. Это обусловлено способностью высокодисперсных частиц газблока структурировать значительные объемы свободной воды (жидкости затворения) на ранних стадиях гидратации. Этим эффектом объясняется и снижение фильтрации (водоотдачи) цементной смеси. Низкое содержание свободной воды (пониженное водоотделение) благоприятно сказывается на гидравлической изоляции при цементировании, обеспечивает предсказуемое поведение в течение всего времени закачки и продавки, исключая седиментацию и расслоение, обеспечивая высокую прочность, газо- и водонепроницаемость. Высокая прочность цементного камня обусловлена заполнением порового пространства цементного камня гидроробными частицами газблока, которому присущи свойства компаунда.

Для проверки возможности использования гранулированного пеностекла (ГПС) в пластовых условиях на кафедре бурения УГТУ были проведены эксперименты на консистометре OFITE Модель



130 НРНТ. Целостность ГПС определялась по изменению плотности тампонажной смеси при давлениях 10, 20, 30, 40, 50 МПа и температурах 25, 45, 65, 85, 95оС соответственно. Моделируемые условия соответствуют реальным условиям бурения в районе Денисовской впадины ТПНГП. Результаты исследований свидетельствуют о целостности ГПС в процессе моделирования и возможности их использования в реальных условиях при цементировании.

Дополнительно было оценено изменение технологических свойств и параметров разработанной тампонажной смеси и цементного камня в зависимости от концентрации (6, 8, 10 и 12 %) и дисперсности (0,1–0,3, 0,25–0,5 и 0,5–1,0 мкм) ГПС [5]. Для определения свойств и параметров тампонажных смесей и цементного камня использовались стандартные отечественные и зарубежные приборы, методики и технологии. На основании проведенных исследований установлены закономерности изменения основных технологических свойств и параметров тампонажной смеси (плотности, растекаемости, фильтрации, сроков схватывания и прочности цементного камня) от концентрации и дисперсности ГПС [5].

Оценка коррозионной стойкости цементного камня осуществлялась с использованием коэффициента коррозионной стойкости (ККС), предложенного В.С. Данюшевским [2], который представляет собой отношение предела прочности образцов, твердевших в агрессивной среде, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов. Цемент признается стойким к агрессии и долговечным при величине ККС, равной или более 0,85.

В результате проведенных экспериментов [7] установлено, что как в начале (2 сут.), так и в конце (6 мес.) набора прочности цементного камня наибольшую прочность на сжатие показали составы облегченных тампонажных смесей ПЦТ I-G СС-1, газблок и ДР с добавками 6 и 8 % ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм (таблицы 1, 2). Аналогичные выводы следуют из анализа ККС6, из которых следует, что максимальной коррозионной стойкостью при сжатии по истечении 6 месяцев обладают облегченные тампонажные смеси (ПЦТ I-G СС-1, газблок, ДР) с добавками 6 и 8 % ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм [7].

Для оценки физико-механических свойств и параметров цементного камня применялись: анализатор газопроницаемости и пористости «ПИК-ПП» (ТУ 4317-002-64359939-2012), приборы «Ультразвук» (ГОСТ 21153.7-75) и «ПетроОм» (ГОСТ 25494-82). Для проведения исследований из стандартных кубиков, изготовленных согласно ГОСТ 26798.2-96, были высверлены образцы для экспериментов с помощью станка для выбуривания «Dayton 17 Drill Press».

Результаты исследований, представленные в работе [8], позволили определить и оценить физико-механические свойства коррозионностойкого цементного камня: пористость, проницаемость, продольные и поперечные скорости распространения упругих акустических волн, удельное электрическое сопротивление (УЭС), прочность на сжатие в зависимости от дисперсности и концентрации ГПС. Анализ экспериментальных данных [8] показал, что цементный камень тампонажной смеси, содержащей ГПС различной дисперсности и концентрации, обладает относительно малой пористостью и проницаемостью, несколько превышающей параметры базового цемента ПЦТ I-G СС-1 без добавок, что согласно [3, 4, 6 и др.] положительно влияет на коррозионную стойкость цементного камня ко всем минеральным агрессивным средам. Полученные результаты исследований с помощью зависимостей [9] позволили рассчитать физико-механические параметры цементного камня: продольные и поперечные скорости распространения упругих акустических волн, коэффициенты Пуассона, сжимаемости, модули Юнга, сдвига и всестороннего сжатия.

Таблица 1 – Время загустевания и водоотделение облегченных тампонажных смесей с добавками ГПС дисперсностью 0,1–0,3 и 0,25–0,5 мкм в концентрациях 6 и 8 %

Составы тампонажных смесей	Дисперсность ГПС, мкм	Время загустевания, мин.		Водоотделение, см ³
		до 30 Вс	до 100 Вс	
ГОСТ 26798.2-96	–	15–30	90–120	< 3,5
ПЦТ I-G СС-1	–	23	98	2,0
ПЦТ I-G СС-1 + 0,5 % газблока	–	24	100	0,7
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (6 %)	0,1–0,3	25	102	0,8
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (8 %)		25	103	0,8
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (6 %)	0,25–0,5	26	104	1,0
ПЦТ I-G СС-1+ДР+газблок+ГПС (8 %)		27	105	1,1



Таблица 2 – Составы и технологические свойства облегченных тампонажных смесей с добавками ГПС дисперсностью 0,1-0,3 и 0,25-0,5 мкм в концентрациях 6 и 8 %

Составы тампонажных смесей	Дисперсность ГПС, мкм	Параметры тампонажной смеси					Сроки схватывания, ч.-мин.	
		Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Ф ₃₀ , см ³ /30мин.	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	начало	конец	
ПЦТ I-G СС-1	–	1940	180,0	290	21,359	7–15	10–15	
ПЦТ I-G СС-1 + 0,5 % газблока	–	1900	222,5	5,0	28,319	7–45	9–45	
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (6 %)	0,1–0,3	1670	190,0	11,5	9,633	9–00	10–45	
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (8 %)		1650	185,0	9,0	8,586	9–30	11–30	
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (6 %)	0,25–0,5	1660	192,5	12,5	8,596	9–30	11–15	
ПЦТ I-G СС-1 + ДР + газблок + ГПС (8 %)		1640	190,0	10,5	7,446	10–15	12–30	

На основании проведенных исследований [8] установлены функциональные связи между основными физико-механическими параметрами цементного камня (прочность, пористость, проницаемость, скорости прохождения продольных и поперечных волн, сопротивление) разработанной облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси. Установленные зависимости позволяют в пределах полученных изменений параметров определять и прогнозировать текущие характеристики цементного камня (прочность, пористость, проницаемость) в заколонном пространстве по данным геофизических исследований (акустическая цементометрия и электрометрия в обсаженной скважине) [10], что дает возможность оценить качество цементирования и принимать своевременные решения о проведении текущего ремонта скважины.

Литература

1. Вороник А.М. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии / А.М. Вороник [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 34–38.
2. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the light-weight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions // SPE 191509-MS / SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October. – 2018. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191509-18RPTC-RU.
3. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов. – СПб. : ООО «Недра», 2005. – 318 с.
4. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Вороник А.М. Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 2. – С. 29–35.
6. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1987. – 373 с.
7. Вороник А.М. Определение коррозионной стойкости цементного камня облегченной тампонажной смеси / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 11. – С. 28–33.
8. Оценка физико-механических свойств облегченного коррозионностойкого цементного камня / А.М. Вороник [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 9. – С. 35–41.
9. Физика горных пород : учеб. для вузов / Л.Я. Ерофеев [и др.]. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 520 с.
10. Каменских С.В. Оценка качества (герметичности) крепления и физико-механических свойств цементного камня в заколонном пространстве / С.В. Каменских, Н.М. Уляшева, И.Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : Научно-технический журнал. – М. : ВНИИОЭНГ, 2019. – № 8. – С. 17–21.

References

1. Voronik A.M. Fastening of wells in high-permeability rocks in the conditions of hydrosulphuric aggression / A.M. Voronik, et al. // Construction of oil and gas wells by land and by sea : Scientific and technical magazine. – М. : VNIIOENG, 2016. – № 4. – P. 34–38.



2. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the light-weight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions // SPE 191509-MS / SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October. – 2018. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191509-18RPTC-RU.
3. Agzamov F.A. Durability of plugging stone in corrosion-active media / F.A. Agzamov, B.S. Izmukhambetov. – SPb. : LLC «Nedra», 2005. – 318 p.
4. Bulatov A.I. Detective biography of tightness of oil and gas wells. 3rd ed. – Krasnodar : Enlightenment-South, 2009. – 934 p.
5. Voronik A.M. Study of technological properties and parameters of light corrosion-resistant plugging mixture / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea : Scientific and technical journal. – Moscow : VNIOENG, 2018. – № 2. – 29–35.
6. Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstikh I.F. Reference Manual on Plugging Materials. – M. : Nedra, 1987. – 373 p.
7. Voronik A.M. Determination of corrosion resistance of cement stone with light plugging mixture / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea: Scientific and technical journal. – M. : VNIOENG, 2018. – № 11. – P. 28–33.
8. Evaluation of Physical and Mechanical Properties of Light Corrosion Resistant Cement Stone / A.M. Voronik, et al. // Construction of oil and gas wells by land and by sea: Scientific and technical magazine. – M. : VNIOENG, 2018. – № 9. – P. 35–41.
9. Physics of rocks : educational. For universities / L.Y. Erofeev, et al. – Tomsk : TPU, 2006. – 520 p.
10. Kamenskikh S.V. Assessment of the quality (tightness) of fastening and physical and mechanical properties of cement stone in the hollow space / S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva, I.F. Chuprov // Construction of oil and gas wells by land and by sea: Scientific and technical magazine. – M. : VNIOENG, 2019. – № 8. – P. 17–21.