

Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин

В. П. Овчинников¹, П. В. Овчинников², А. В. Мелехов¹, О. В. Рожкова^{1*}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

*e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Аннотация. Развитие мировой нефтяной промышленности тесно связано с разведкой и освоением новых нефтегазовых месторождений путем бурения новых глубоких и сверхглубоких скважин, а также применением современных методов добычи углеводородов. Применение новых способов добычи, увеличение глубин скважин, забойных температур и давлений устанавливает жесткие требования и ограничения к применяемым тампонажным материалам. Тампонажные цементы должны иметь длительные сроки загустевания для успешного завершения процесса цементирования, тампонажный камень должен иметь высокие прочностные характеристики, обладать термостойкими свойствами при высоких температурах и обеспечивать надежную изоляцию затрубного пространства, иметь коррозионную устойчивость и обеспечивать долговечность крепи скважины.

Ключевые слова: термостойкие тампонажные материалы; тампонажные цементы; термостойкость; термическая коррозия

Challenges and their remedies while cementing production casing in high-temperature wells

Vasiliy P. Ovchinnikov¹, Pavel V. Ovchinnikov², Alexander V. Melekhov¹, Oksana V. Rozhkova^{1*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, Russia

*e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Abstract. The development of the global oil industry is closely related to the exploration of new oil and gas fields through the drilling new deep and ultra-deep wells, as well as the application of modern methods of hydrocarbon production. Usage of new methods of production, increasing the depth of the wells, bottomhole temperatures and pressures sets strict requirements and restrictions for the applied plugging materials. Oil well cements must have a long time of thickening to successfully complete the cementing process, grouting stone must have high strength characteristics, heat-resistant properties at high temperatures and provide reliable isolation of the annulus, also have corrosion resistance, ensure durability of the well lining.

Key words: heat-resistant cementing materials; oil well cements; heat resistance; thermal corrosion

Введение

Освоение месторождений высоковязких нефтей (Республика Татарстан, Республика Коми, Западная Сибирь и другие); месторождений, содержащих пласто-

вую нефть (доманиковская, баженовская свиты) глубокозалегающих залежей, связано с применением методов термического воздействия на насыщающий пласт углеводородной жидкости. Естественно, при этом температурным изменениям будет подвержена и крепь скважины: обсадная колонна — цементный камень. Наиболее ярко это отразится на структуре цементного камня, поскольку основные фазообразующие его структуру высокоосновные гидросиликаты самопроизвольно претерпевают изоморфные превращения — переходят в низкоосновные. Этот процесс, из-за разной их плотности, а следовательно, и объема, сопровождается деструкционными явлениями, вызывающими образования в цементном камне трещин, являющихся впоследствии проводниками пластового флюида на устье либо в выше- или нижезалегающие проницаемые пласты, а также причиной обводнения скважин [1, 2].

Основное теоретическое и практическое решение данной проблемы — разработка рецептуры термостойкого тампонажного материала, на основе которого сформированной камень преимущественно был бы представлен низкоосновными гидратными образованиями — гидросиликатами, гидроалюминатами, гидрогранатами.

Исходя из этого, предложены к использованию доменный шлак [3], кварцевый песок (мука) [4], тонкодисперсный кремнезем — бутисил [5], аэросил [6], фильтроперлит [7], стеклянные микросферы [8], опока [9], диатомит [10, 11], трепел [12], перлит [13], хроматный шлам [14], глинозем [15] и др.

Первые шаги в области использования шлаков принадлежат Германии, где в 1883 году он был использован в качестве целевого компонента при производстве портландцемента [16]. Шлакопортландцемент представляет собой гидравлическое вяжущее, получаемое совместным помолом портландцементного клинкера, гранулированного доменного шлака и определенного количества гипса. Гидравлическая активность шлакопортландцемента напрямую зависит от тонкости помола и содержания шлака в смеси, чем выше тонкость помола и чем меньше содержание шлака, тем активнее шлакопортландцемент при его смешении с жидкостью затворения [17]. По сравнению с портландцементом шлакопортландцементы в процессе гидратации выделяют меньше тепла, а сформированный на их основе камень характеризуется большей сульфатостойкостью за счет уменьшения содержания портландцементного клинкера и меньшего количества свободного оксида кальция (CaO) [18]. Следует отметить, что растворы на их основе седиментационно неустойчивы, имеют значительную величину водоотделения, процессы гидратации и твердения определяются в основном содержанием портландцемента [19]. Заслуживает внимания предложение Тюменского индустриального университета о применении гранулированных доменных шлаков ООО «Мечел-материалы» [3].

Е. К. Мачинским, А. И. Булатовым [20] дальнейшее расширение области применения доменных и металлургических шлаков получило в разработке для нефтегазодобывающей промышленности шлако-песчано-цементных смесей — ШПЦС-120, ШПЦС-200 [18, 21]. Состав сырьевых композиций подобран таким образом, чтобы фазовый состав продуктов их твердения обеспечивал термостойкость камня, а также коррозионную стойкость к воздействию большинства агрессивных пластовых флюидов [22]. На их базе для условий крепления скважин с различными пластовыми давлениями, но повышенными забойными температурами разработаны и используются утяжеленные и облегченные шлаковые цементы — УШЦ-120; УШЦ-200; ОШЦ-120; ОШЦ-200 [17]. Практика их использования показывает, что наряду с низкой седиментационной устойчивостью растворов с их использованием отмечено непостоянство физико-механических свойств растворов и образующегося при твердении камня, из-за колебания свойств, доменного шлака [23].

Экспериментальная часть

Тампонажные смеси с добавками хроматного шлама широко использовались при цементировании скважин глубиной порядка 4000 м на месторождениях Западного Казахстана [21]. Отличительной особенностью цементно-хроматных композиций от других известных видов термостойких смесей является наличие явления расширения твердеющей системы, которое совпадает с началом схватывания, а процесс расширения протекает в период гидратации и формирования каркаса (процесс кристаллизации) твердеющего камня. Объемные деформации составляют при этом порядка 10–25 %, что положительно отражается на сцеплении цементного камня с поверхностями обсадной колонны и горной породы. У них имеется существенный недостаток — низкая ударостойкость камня (повышенная хрупкость), что понижает герметичность крепи при дальнейшей работе скважины.

ООО «ТюменьНИИГипрогаз» предложены составы высокотемпературных цементов типа ЦТТС [24], где в качестве компонента для повышения термостойкости рекомендованы алюмосиликатные микросферы. Последние представлены аморфным кремнеземом, обладающим высокой гидравлической активностью, даже при температурах ниже 100 °С. Отсюда и проблемы с регулированием сроков схватывания тампонажного раствора и его седиментационной устойчивостью при введении замедлителей сроков схватывания.

Использование тонкодисперсного кремнезема [5, 25] также не способствовало решению проблемы качественного цементировании высокотемпературных скважин на месторождениях Кыргызстана, поскольку в их составе содержались примеси полевого шпата, слюды, известняка и др., негативно влияющие на свойства формирующегося камня — прочностные свойства, коррозионную стойкость.

Результаты

Наиболее лучшие показатели в рамках решения поставленной задачи — цементирование скважин с высоковязкими нефтями — дало применение цементов типа КАРБОН-БИО 3А, КАРБОН-БИО 3ЯР.

Некоторые сведения об их свойствах представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-механические свойства термостойких цементов, применяемых для крепления скважин на Ярегском месторождении

Наименование смеси	В/Ц	Плотность, кг/м ³	Прочность через 48 часов твердения при 22 °С, МПа		Прочность на сжатие после пяти циклов нагрева до 250 °С		Появление трещин в образце после пяти циклов нагрева до 250 °С
			изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	
КАРБОН-БИО 3А	0,6	1 610	2,9	7,1	2,9	–	Нет
КАРБОН-БИО AS	0,6	1 640	3,0	9,5	2,8	–	Нет
КАРБОН-БИО 3ЯР (С)	0,57	1 440	1,2	–	1,8	–	Нет
TermoLight-4	0,62	1 400	1,5	4,3	4,9	10,9	Нет
Состав НПП «Новатор»	0,64	1 660	2,1	10,5	0,9	12,6	Да

Анализ данных таблицы 1 показывает следующее:

- тампонажный состав НПП «Новатор» подвержен термической деструкции. После воздействия циклической (пятикратной) термической нагрузки в образце цементного камня при визуальном контроле обнаружена трещина, а прочность цементного камня уменьшается;
- у тампонажных составов серии «КАРБОН-БИО» после воздействия циклической термической нагрузки отмечено незначительное снижение прочности цементного камня, при этом трещины на образцах цементного камня отсутствуют;
- у тампонажного состава TermoLight-4 после воздействия циклической термической нагрузки трещины отсутствуют, прочность цементного камня увеличивается.

Особенностью эксплуатации скважин на Ашальчинском месторождении является периодический интенсивный высокотемпературный прогрев до 250 °С битумизированных песчаников, находящихся на глубине 80–110 м, для снижения вязкости нефти до достижения текучести и возможности ее откачки из добывающих скважин. Глубина самих скважин составляет 100–120 м, со статической температурой на забое около 10 °С [25].

На первоначальном этапе при строительстве скважин применялся цемент марки ПЦТ I-G с добавкой кварцевого песка до 30 % от массы смеси. Однако, по данным института «ТатНИПИнефть» [26], образцы цементного камня разрушались после нескольких циклов термической обработки (табл. 2). Впоследствии стали применять тампонажный цемент ЦТ Active 160А производства ООО «Цементные технологии». Как показывают проведенные исследования, этот цемент обладает гораздо лучшей термостойкостью по сравнению с ранее применявшимися составами (см. табл. 2).

Таблица 2

Результаты исследования свойств образцов тампонажного цемента, выдержанных в условиях циклического воздействия высокой температуры

Состав тампонажного раствора, %	В/С	Плотность, кг/м ³	Прочность на изгиб/сжатие при циклическом воздействии температуры 220 °С, МПа		
			ОЗЦ 48 ч	После одного цикла воздействия	После пяти циклов воздействия
ПЦТ I-G 100 % + 3 % NaCl + 0,3 % ВР-08 + 0,01 % Пента-463	0,44	1 850	4,43/9,15	2,9/14,8	2,9/11,5
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кварцевый песок белый + 3 % NaCl + 0,3 ВР-08 + 0,01 Пента-463	0,44	1 880	5,4/10,5	3,5/16,5	3,2/12,7
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кварцевый песок серый + 3 % NaCl + 0,3 % ВР-08 + 0,01 Пента-463	0,44	1 900	4,8/10,8	3,6/11,7	2,2/14,2
ЦТ Active 160А — 100 %	0,48	1 800	4,1/10	3,5/13,6	5,8/20,2
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кварцевая мука R300	0,44	1 850	4,0/8,2	2,7/14,6	4,4/15,2
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кварцевая мука R10	0,44	1 860	3,2/7,1	3,1/13,1	3,4/17,2
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кварцевая мука R6	0,44	1 800	4,1/10,5	3,6/13,8	5,7/7,8
ЦТ Терм-1 — 100 %	0,5	1 800	2,4/5,2	2,9/5,8	3,6/8,9
ПЦТ I-G 90 % + 10 % микрокремнезем	0,5	1 890	4,6/11,5	4,0/13,0	4,0/17,9

Из-за высокой активности ЦТ Active 160А при повышенных температурах и, как следствие, сокращенного периода начала загустевания применение данного состава для более глубоких скважин невозможно (табл. 3). Регулирование времени загустевания тампонажного раствора введением замедлителей сроков схватывания приводит к значительному снижению прочности цементного камня.

Таблица 3

Результаты исследований влияния замедлителей сроков схватывания на загустевание высокотемпературного цемента ЦТ Active 160А

Состав тампонажного раствора, %	В/Ц	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	Время загустевания до 30 Вс, мин при T = 75 °С P = 40,0 МПа	Прочность на изгиб/сжатие при T = 75 °С, МПа
ЦТ Active 160А	0,48	243	1 800	34	4,1/10
ЦТ Active 160А + 0,02 % НТФ	0,48	> 250	1 800	106	1,0/2,3
ЦТ Active 160А + 0,01 % НТФ	0,48	250	1 800	70	2,9/4,5

Обсуждение

Тампонажные составы серии КАРБОН-БИО, НПП «Новатор», TermoLight-4, ЦТ Active 160А предназначены для цементирования неглубоких скважин глубиной до 200 м. Как следствие, данные составы обладают большой активностью и низкими сроками загустевания тампонажного раствора, что предельно сужает их область применения.

В филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» разработаны модифицированные составы серии «TermoLight» — TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300) — за счет использования доменного шлака, барита, алюмосиликатных микросфер и др. При их разработке был учтен эффект «подшипника» [27, 28].

Разработанные термостойкие тампонажные материалы (ТТМ) обладают предельно низкой теплопроводностью, их свойства значительно превосходят базовые термостойкие материалы (рис. 1) [27].

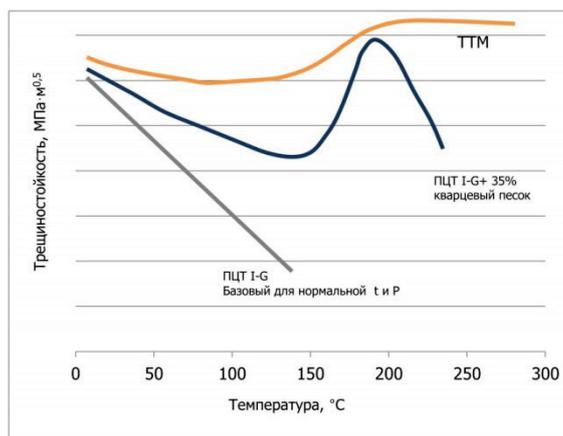


Рис. 1. Трещиностойкость тампонажных материалов

Кроме того, свойства растворов и сформированного из них камня стабильны и прогнозируемы как в атмосферных, так и в баротермальных условиях (табл. 4, рис. 2), что позволило успешно произвести цементирование обсадных колонн глубиной до 3 000 м.

Таблица 4

Результаты исследований физико-механических свойств тампонажного раствора (каменя) из TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300)

Состав тампонажного раствора, %	В/Ц	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	Водоудержание, %	Время загустевания до 30 Вс при T = 75 °С P = 45,0 МПа, мин	Прочность на сжатие через 48ч твердения, МПа	Прочность на сжатие через 30 суток твердения, МПа
TermoLight-4 (160)	0,70	235	1 360	1,4	220	При T = 40 °С 2,9	При T = 160 °С 16,0
TermoLight-9 (300)	0,37	210	1 910	0,5	300	При T = 90 °С 21,8	При T = 300 °С 50,2



а)



б)

Рис. 2. Образцы тампонажного камня после 10-го цикла воздействия температуры 300 °С: а) цемент с добавлением кварцевого песка; б) TermoLight-9 (300)

Выводы

Таким образом, опыт применения термостойких материалов показывает наличие ряда ограничений их использования. В основном термостойкие цементы применяются при цементировании горячих скважин с пластовой температурой в интервале цементирования от 120⁰С и выше. Основным ограничением их применения при цементировании скважин с более низкими температурами является низкая прочность формирующегося камня. Кроме того, основным недостатком известных термостойких цементов являются их высокая седиментация и непостоянство по времени срока загустевания проб (от партии к партии) из-за колебаний свойств минеральных наполнителей, исключение составляют специальные термостойкие тампонажные материалы, разработанные под конкретные условия цементирования и эксплуатации скважин, к которым применяются повышенные и узконаправленные технические требования. К таким типам цементов относятся составы серии «TermoLight», при этом базовая модификация смеси TermoLight-4 рекомендована к применению для цементирования неглубоких паронагнетательных скважин, а модифицированные смеси TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300) способны про-

тивостоять циклической термической коррозии и могут быть использованы для изоляции затрубного пространства в условиях применения термогазового воздействия на пласт при добыче высоковязкой нефти.

Библиографический список

1. Бутт Ю. М., Сычев М. М., Тимашев В. В. Химическая технология вяжущих материалов: учеб. – М.: Высшая школа, 1980. – 472 с.
2. Бабушкин В. И., Матвеев Г. М., Мчедлов-Петросян О. П. Термодинамика силикатов. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1986. – 406 с.
3. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32–35.
4. Булатов А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
5. Рояк С. М., Рояк Г. С. Специальные цементы: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1983. – 279 с.
6. Кремнеземистые активные добавки для тампонажных цементов / И. И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2004. – № 3. – С. 13–14.
7. Бережной А. И., Комиссарнин С. С., Яковлев В. А. Фильтроперлит-термостойкая облегчающая добавка для тампонажных растворов // Газовая промышленность. – 1977. – № 12. – С. 6–8.
8. Овчинников В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для студентов вузов: в 5 т. Т. 2. – Тюмень: ТИУ. – 2017. – 577 с.
9. Применение кремнеземистых активных добавок для повышения термостойкости тампонажных цементов / И. И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2005. – № 12. – С. 13–16.
10. Эффективность применения карбонизированного диатомита в цементных композициях / В. И. Бузулуков [и др.] // Технологии бетонов. – 2015. – № 1–2. – С. 30–31.
11. Овчинников В. П. Справочник бурового мастера: учеб.-практ. пособие: в 2 т. Т. 2. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
12. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями / Н. Х. Каримов [и др.]. – М.: Недра. – 1977. – 192 с.
13. Новиков Г. П. Бурение скважин на термальных водах. – М.: Недра, 1986. – 228 с.
14. Бакшутлов В. С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 270 с.
15. Бойко А. А., Кривобородов Ю.Р. Свойства глиноземистого цемента при различных режимах охлаждения шлака // Успехи в химии и химической технологии. – 2011. – Т. 25, № 5 (121). – С. 68–72.
16. Бутт Ю. М. Технология цемента и других вяжущих материалов: учеб. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат. – 1976. – 407 с.
17. Булатов А. И., Новохатский Д. Ф. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин. – М.: Недра, 1975. – 224 с.
18. Данюшевский В. С. Исследование процессов твердения тампонажных цементов в специфических условиях глубоких скважин: Автореф. дис. д-ра техн. наук. – М., 1974. – 48 с.
19. Булатов А. И., Данюшевский В. С. Тампонажные материалы: учеб. – М.: Недра, 1987. – 279 с.
20. Мачинский Е. К., Булатов А. И. Цементные смеси для тампонажа скважин в осложненных условиях // Газовая промышленность. – 1960. – № 12. – С. 15–16.
21. Кравцов В. М. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. – М.: Недра, 1987. – 189 с.
22. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин / Ф. А. Агзамов [и др.]. – Самара: РИА, 1998. – 272 с.
23. Булатов А. И. Цементирование глубоких скважин. – М.: Недра, 1964. – 290 с.
24. Специальные тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями / И. И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 6. – С. 18–22.
25. Тампонажные растворы для цементирования глубоких газовых и газоконденсатных скважин / И. И. Белей [и др.]. – СПб., 2005. – 710 с.

26. Зарипов А. М., Латыпова Д. В., Газизов М. Г. Оптимизация рецептур тампонажных растворов, применяемых при креплении обсадных колонн битумных скважин Ашальчинского месторождения СВН // Сб. XIII науч.-практ. конф. молодых работников «ТатНИПИнефть». – 2013. – С. 1–10.

27. Тампонажный материал для температурного диапазона 160–300 °С / Д. Л. Бакиров [и др.]. – М.: Society of Petroleum Engineers, 2016. – 16 с.

28. Бакиров Д. Л., Бурдыга В. А., Мелехов А. В. Разработка и опыт применения спеццементов при строительстве скважин на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири // Horizontal Wells 2017: EAGE. – Казань, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700425

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Овчинников Павел Васильевич, д. т. н., профессор, начальник отдела технологий заканчивания скважин и внутрискважинных работ управления технологий бурения и заканчивания скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Мелехов Александр Васильевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: lex.melekhov@gmail.com

Рожкова Оксана Владимировна, администратор образовательной программы «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Information about the authors

Vasily P. Ovchinnikov, Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Pavel V. Ovchinnikov, Doctor of Engineering, Professor, Head of Completion Technologies and Downhole Operations Department of Drilling and Completion Technologies Department, LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Alexander V. Melekhov, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, e-mail: lex.melekhov@gmail.com

Oksana V. Rozhkova, Administrator of the Educational Program «Technological Solutions for the Construction of Wells in Fields with Complex Geological and Technological Conditions of their Development», Industrial University of Tyumen, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru