

3. Леонов Е.Г. Отчет по теме № 202-95. Разработка системы контроля качества строительства скважин на Заполярном ГНКМ с целью предотвращения межколонных газопроявлений. - М., 1996 г.
4. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважины // Нефтегазовое обозрение Весна 2008 - том 20, номер 1 стр 22-37.
5. Райкевич С.И. Межколонные давления и заколонные движения флюидов в скважинах. Пути решения проблемы // Труды международного технологического симпозиума «Интенсификация добычи нефти» / Институт нефтегазового бизнеса. – г. Москва, март 2003 г.- М., 2003. – С. 579-587.
6. Сулейманов И.А. Причины заколонных проявлений и пути их предотвращения при креплении скважин на площади Муратханлы //Бурение глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане.- Баку: Азнипинефть.- 1983.- С. 40-48.
7. Шахмаев З.М. Особенности технологии цементирования скважин при наличии проницаемых пластов с разными градиентами давления //Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - 1984. - Вып. 3. - С. 43-45.

СВОЙСТВА УНИВЕРСАЛЬНОГО ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ДЛЯ СКВАЖИН ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Пахарев

*Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, г. Томск, Россия*

Качественное крепление затрубного и межколонного пространства при строительстве скважин, обеспечивает экологическую безопасность территорий и охрану земных недр, увеличивает время эксплуатации скважин и исключает возможность образования межколонных и заколонных перетоков.

В работах [1 - 4] авторы предлагают рассматривать надёжность системы «обсадная труба – цементное кольцо – горная порода» при строительстве нефтяных, газовых и разведочных скважин. Поэтому представляет интерес изучение структуры и свойств тампонажного камня, сформированного в условиях, схожих с такими условиями для месторождений Томской области. Это явилось целью данной статьи.

Скважина при ее проводке пересекает различные по несущей способности пласты. Она представляет собой сложнейшее сооружение. На Севере Западной Сибири и в Томской области скважины имеют в среднем глубину по вертикали 3000 метров. Почти для всех этих скважин характерно при строительстве, прохождении пластов с низким давлением гидроразрыва, то есть низкая несущая способность пластов.

В статье [1] указывается, что для обеспечения таких требований при цементировании нефтяных и газовых скважин в Томской области необходимо использовать облегчённый тампонажный раствор с плотностью 1400...1600 кг/м³.

Известно, что к тампонажному раствору и цементному камню предъявляются требования по таким параметрам, как растекаемость и плотность, прочность на растяжение при изгибе и при сжатии. Традиционные облегчающие наполнители (например, вспученный перлит, вермикулит, диатомит, керамзит, уголь, кокс и др.) под действием гидростатического давления в скважине разрушаются. При этом образуются новые поверхности, которые смачиваются водой затворения. Раствор теряет необходимую растекаемость и становится не прокачиваемым. Следовательно, облегчающий наполнитель должен обладать достаточной прочностью при объемном сжатии. Обобщение и анализ научно-технических источников, включая патен-ные, позволил разработать научную гипотезу исследований.

Для получения облегченного тампонажного раствора плотностью 1400...1600 кг/м³ предлагается введение в него полых стеклянных микросфер ПСМС или аппретированных полых стеклянных микросфер АПСМС в количестве 2,5...7,5 % от массы тампонажного портландцемента - ПЦТ. Результаты приведены в таблице 1. Предполагается, что такой расход позволит получить облегчённый

тампонажный раствор требуемой плотности с цементной матрицей, имеющей минимальные геометрические пустоты, то есть оптимальную структуру. Это даст возможность получить облегченный раствор с низкой проницаемостью и высокими физико-механическими свойствами. Это позволит цементировать все интервалы скважины, включая продуктивный. Техничко-экономическая эффективность предлагаемого решения будет обусловлена снижением вероятности возникновения осложнений при цементировании, сокращением затрат на их ликвидацию, а также сокращением сроков цементирования и освоения скважины в целом. При формировании структуры с такими исходными данными при повышенных давлениях цементный камень будет иметь максимальное уплотнение, герметичность, водо- и газонепроницаемость при более низкой средней плотности тампонажного раствора. Это позволит существенно уплотнить структуру, исключить поглощение тампонажного раствора, исключить недоподъём до устья при цементировании за один приём.

Таблица 1

Свойства облегченного тампонажного раствора. Условия твердения: температура 75 °С, давление – атмосферное

Состав раствора, мас. %	В/Ц	Средняя плотность, кг/м ³	Сроки схватывания, ч-мин.		Прочность, МПа	
			начало	конец	изгиб	сжатие
100 ПЦТ ¹	0,5	1815	2-30	3-05	5,6	17
100 ПЦТ; 2,5 ПСМС ²	0,56	1610	2-35	3-15	4,8	12,5
100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1425	2-40	3-15	3,5	7,5
100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1340	2-50	3-20	2,45	6
100 ПЦТ; 2,5 АПСМС ³	0,54	1624	2-50	3-35	5,4	13,9
100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1480	3-15	3-50	4,5	8,7
100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1410	3-25	4-00	3,6	7,5

1- ПЦТ- портландцемент тампонажный, 2- ПСМС- полые стеклянные микросферы,

3- АПСМС- аппретированные полые стеклянные микросферы

При закачивании скважин в затрубное или межтрубное пространство скважины прямым способом тампонажный раствор воспринимает различное гидростатическое давление. На забое величина такого давления будет максимальной и зависит от глубины скважины по вертикали.

Как известно, под действием гидростатического давления происходит уплотнение раствора. При этом может повышаться водоотделение цементного раствора и разрушаться наполнитель. Для проверки были проведены исследования по кратковременному воздействию на облегченный тампонажный раствор с полыми стеклянными микросферами давления в автоклаве консистометра 120-30 НРНТ (OFI Testing Equipment). Результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

**Средняя плотность тампонажного раствора после воздействия
 давления, кг/м³**

№	Состав, мас. %	При давлении в автоклаве консистометра, МПа				
		0,1	10	20	30	40
1	100 ПЦТ	1810	1830	1835	1840	1880
2	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	1610	1620	1625	1680	1670
3	100 ПЦТ; 5 ПСМС	1425	1435	1440	1460	1520
4	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	1340	1345	1355	1370	1410
5	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	1620	1630	1635	1640	1680
6	100 ПЦТ; 5 АПСМС	1480	1520	1525	1530	1550
7	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	1410	1415	1420	1430	1470

При давлении в 40 МПа плотность растворов на чистом ПЦТ повышается на 3,87 %. Увеличение плотности для растворов с ПСМС (составы 2,3,4) составляет от 3,73 до 5,22 %. Для растворов с АПСМС (составы 5,6,7) увеличение плотности - от 3,7 до 4,25 %. При этом плотность почти не повышается по отношению к первоначальной до величины приложенного давления в 30 МПа. В основном, плотность

увеличивается после воздействия давления в 40 МПа, что соответствует примерно глубине скважины в 4000 метров.

Данные результаты характеризуют целостность полых микросфер при строительстве скважин на территории Томской области. Аппретированные микросферы при таких условиях сохраняются лучше, так как покрыты кремнийорганическим гидрофобизатором [3, 4]. Как отмечали авторы работ [2, 3, 4, 5, 6], наличие частиц цемента и микросфер в растворе, имеющих активную поверхность с адсорбированной на ней газовой фазы, при повышении давления ведет к небольшому уменьшению объема, т.е. увеличению плотности.

Таким образом, при действии гидростатического давления 30 МПа в автоклаве консистометра изменение плотности тампонажного раствора с полыми микросферами является приемлемым. Микросферы при данном давлении практически не разрушаются [3, 4]. Растворы с микросферами можно использовать для цементирования затрубного пространства скважин с аномально низкими пластовыми давлениями и при глубине до 4000 метров [3, 4].

Были проведены исследования по формированию тампонажного камня при повышенных давлениях, то есть создавались условия, аналогичные условиям скважины. Давление плавно поднималось и поддерживалось на отметках 10, 20, 30 МПа. Одновременно температура достигала 75 °С. После достижения таких показателей производилось формирование в указанных условиях тампонажного камня в течение суток. Затем образцы испытывались на прочность. Результаты представлены в таблице 3.

Анализ результатов таблицы 3 позволяет заключить, какое влияние оказывает давление на структуру и свойства, сформированного в этих условиях тампонажного камня с ПСМС. С увеличением давления

растёт прочность камня. Для всех составов при формировании камня при давлении 10 МПа происходит увеличение прочности при сжатии и при изгибе примерно в 2 раза. При давлении 30 МПа прочность возрастает ещё на 9..10 % за счёт уплотнения структуры.

Таким образом, давление оказывает благоприятное воздействие на прочность и другие свойства облегченного тампонажного камня. С увеличением давления растут прочностные характеристики цементного камня.

Таблица 3

Прочность камня, сформированного при разном давлении

№	Состав, мас. %	В/Ц	Средняя плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	
				изгиб	сжатие
Атмосферное давление					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1610	4,8	12,5
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1425	3,5	7,5
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1340	2,45	6
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1620	5,4	13,9
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1480	4,5	8,7
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1410	3,6	7,5
Давление 10 МПа					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1620	9,65	25,1
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1435	7,1	15,2
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1345	5,1	12,2
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1630	10,9	27,9
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1520	9,2	17,5
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1415	7,3	15,1
Давление 30 МПа					
	100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	0,56	1680	10,7	27,6
	100 ПЦТ; 5 ПСМС	0,6	1460	7,8	16,7
	100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	0,7	1370	5,7	13,5
	100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	0,54	1640	12,1	30,2
	100 ПЦТ; 5 АПСМС	0,59	1530	10,3	19,2
	100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	0,66	1430	8,1	16,7

Полученные данные по оценке свойств тампонажного камня с ПСМС и АПСМС, имеющего плотность от 1300 до 1600 кг/м³, свидетельствуют о его высоких прочностных характеристиках.

Сформированный из облегченного тампонажного раствора тампонажный камень, имеющий прочность выше 3,5 МПа при изгибе и 10,3 Мпа при сжатии, позволяет производить крепление обсадных колонн в условиях скважин в Томской области от устья до башмака колонны включая продуктивные интервалы, одной порцией тампонажного раствора. Более того, наличие в составе раствора водонепроницаемых полых стеклянных микросфер, является хорошей предпосылкой для разработки тампонажного материала с самой низкой паро- и газопроницаемостью.

Литература

1. Чубик П.С., Пахарев А.В., Орешкин Д.В., Беляев К.В. Проблемы качества крепления скважин в Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011, № 7. – С. 35 - 37.
2. Беляев К.В., Макаренко Ю.В., Орешкин Д.В. Моделирование и разработка оптимальной структуры сверхлёгкого цементного раствора // Строительные материалы. – 2011, № 5. – 42 – 43.
3. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. - М.: Недра. - 2004. - 232 с.
4. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. - М.: Недра. -1999. - 180 с.
5. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. - М.: Наука. - 1985. - 399 с.
6. Израелашвили Д. Межмолекулярные и поверхностные силы. – М.: Научный мир. - 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ

Д.Ю. Русинов

Научный руководитель ассистент А.А. Куницких
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Современные требования к надежности и прочности конструкции скважины обуславливают необходимость развития технологий и материалов для ее строительства. Не малую роль в надежности