



УДК 622.245.422

## Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур

С.Ш.ТАБАТАБАИ МОРАДИ<sup>1</sup>, Н.И.НИКОЛАЕВ<sup>2</sup>, Т.Н.НИКОЛАЕВА<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Технологический университет Саханд, Саханд, Иран

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Работа посвящена созданию новых композиций технологических составов для крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких температур. Разработанные составы обеспечивают высокие прочностные характеристики цементного камня. Показано, что с увеличением плотности упаковки компонентов тампонажного состава растут прочностные характеристики, и снижаются пористость и проницаемость цементного камня, при этом повышение температуры и давления ведет к существенному росту прочности на сжатие и изгиб, что связано с присутствием в них кварца.

Установлено, что введение специальных структурообразующих добавок в состав разработанных тампонажных растворов позволяет формировать седиментационно устойчивые цементные системы, способные обеспечивать повышение прочностных характеристик цементного камня и, в целом, качества крепи наклонно направленных скважин. Исследование реологических свойств разработанных тампонажных составов показало, что системы имеют достаточно высокий предел текучести при повышенных температурах и давлениях.

Разработанные составы буферных жидкостей на водной основе способствуют увеличению степени очистки как поверхностей обсадных колонн, так и горных пород от остатков бурового раствора и глинистой корки, что улучшает качество цементирования нефтяных и газовых скважин.

Раскрыт механизм повышения моющей способности буферных жидкостей и прочностных характеристик цементного камня в зависимости от состава и свойств входящих в них компонентов.

**Ключевые слова:** цементирование; плотность упаковки; наклонно направленная скважина; расширение цементного камня; седиментационная устойчивость; буферная жидкость; моющая способность

**Как цитировать эту статью:** Табатабаи Моради С.Ш. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур / С.Ш.Табатабаи Моради, Н.И.Николаев, Т.Н.Николаева // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 174-178. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.174

**Введение.** Качественное крепление наклонно направленных скважин обеспечивается использованием буферных и тампонажных жидкостей, состав которых повышает степень очистки ствола от глинистой корки и герметичность затрубного пространства. В этом направлении выполнен большой объем исследований [2, 6-9], в которых, однако, мало уделено внимания влиянию повышенных температур и давлений на свойства растворов. Поэтому целью данной работы является разработка составов технологических жидкостей (буферных и тампонажных), обеспечивающих повышение седиментационной устойчивости цементного раствора, прочности цементного камня и его адгезии к горным породам и обсадным трубам, что ведет к повышению качества крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур.

**Методология и обсуждение.** Исходя из требований к тампонажному материалу, предназначенному для цементирования наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур, разработаны базовые составы тампонажных растворов:

Номер состава	Компоненты состава, %
1	ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (5), гематит (25)
2	ПЦТ-I-100 (65), кварцевый песок (15), гематит (20)
3	ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (10), гематит (20)
4	ПЦТ-I-100 (70), кварцевый песок (15), гематит (15)
5	ПЦТ-I-100 (65), кварцевая пыль (15), гематит (20)
6	ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (5), гематит (25)
7	ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (10), гематит (20)
8	ПЦТ-I-100 (70), кварцевая пыль (15), гематит (15)

В указанных составах кварцевый песок и кварцевая пыль обеспечивают высокие прочностные характеристики цементного камня, особенно при высоких температурах, а гематит – высокую плотность тампонажного раствора. Введение в эти составы оксида магния способствует



расширению цементного камня и повышению его адгезионных характеристик к стали, включение пластификатора (лигносульфоната) обеспечивает регулирование подвижности тампонажного раствора, а введение полимера (гипана) и структурообразующей добавки (каолинита) способствует созданию устойчивых к седиментации растворов.

Определение оптимального по плотности упаковки тампонажного состава выполнялось с помощью математической модели Туфара [16].

Из анализа результатов (рис.1) следует, что составы 1, 2, 5 и 6 по значению плотности упаковки являются оптимальными и выбраны в качестве базовых для дальнейших исследований. Ожидается, что высокая плотность упаковки этих систем приведет к повышению прочностных характеристик и снижению пористости и проницаемости цементного камня [1].

С целью исключения осаждения твердой фазы на нижнюю стенку ствола и образования водяных каналов у верхней при цементировании наклонно направленных скважин должны применяться седиментационно устойчивые тампонажные растворы [8]. В исследуемых базовых составах (1, 2, 5, 6) это свойство обеспечивается вводом в них гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и каолинита. Полимер способствует повышению вязкости системы и формированию адсорбционных оболочек на поверхности твердых фаз, в результате чего общая плотность системы уменьшается, и, следовательно, снижается скорость оседания [5, 11]. Структурообразующая добавка каолинита придает раствору тиксотропные свойства. Содержание каолинита во всех базовых смесях составляло 1 %, а количество гипана увеличивалось от 2,25 до 2,5, 3,0 и 3,25 % от сухой смеси в составах 5, 6, 1 и 2 соответственно. Все разработанные тампонажные растворы имели нулевое водоотделение при указанных концентрациях полимера и каолинита.

Однако наличие полимера в растворах может привести к низкой их подвижности и ограниченному применению. Поэтому в качестве пластификатора был выбран лигносульфонат (0,5-1 % от массы вяжущего), добавленный к базовым тампонажным растворам [13]. Влияние применяемых добавок в тампонажных составах на их реологические свойства исследовалось в условиях высоких давлений и температур ( $P = 1,38$  МПа,  $T = 170$  °С). Результаты исследования (рис.2) показывают, что системы имеют достаточно высокий предел текучести при повышенных температурах и давлениях. Свойства базового состава 5 оказались лучше остальных, что объясняется его высокими плотностью упаковки и степенью подвижности.

Для обеспечения в течение всего эксплуатационного периода надежности крепи скважин при их строительстве в условиях высоких давлений цементный камень должен обладать высокими прочностными характеристиками [12]. Они изучались на образцах смесей 1, 2, 5 и 6 в нормальных условиях, а также при давлении  $P = 4$  МПа и температуре  $T = 160$  °С. Из представленных результатов (рис.3) следует, что тампонажные составы с высокой плотностью и компактностью упаковки (5 и 1) в нормальных условиях являются более прочными при испытании на сжатие и изгиб. Повышение температуры и давления ведет к росту их прочности на сжатие в среднем на 33, а прочности на изгиб – на 25 %, что связано с присутствием кварцевого песка (составы 1 и 2) и кварцевой пыли в составе 5. При нормальных условиях кварц является

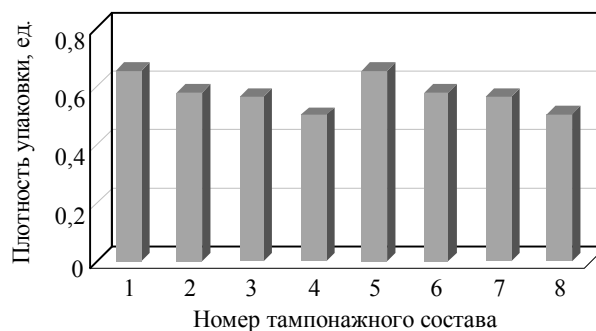


Рис.1. Плотность упаковки разработанных тампонажных составов

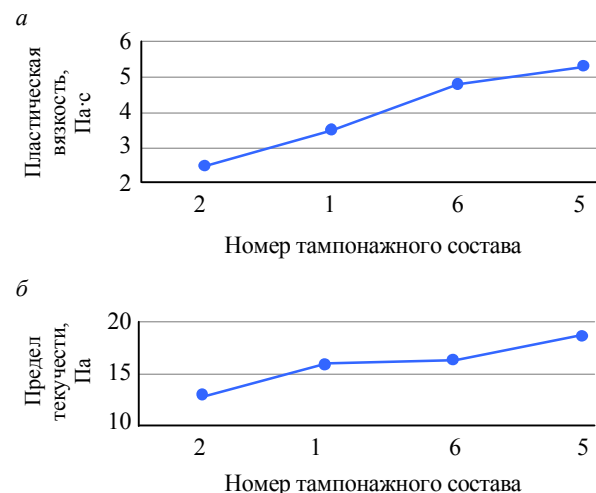


Рис.2. Зависимость пласти́ческой вязкости (а) и предела текучести (б) от состава тампонажной смеси



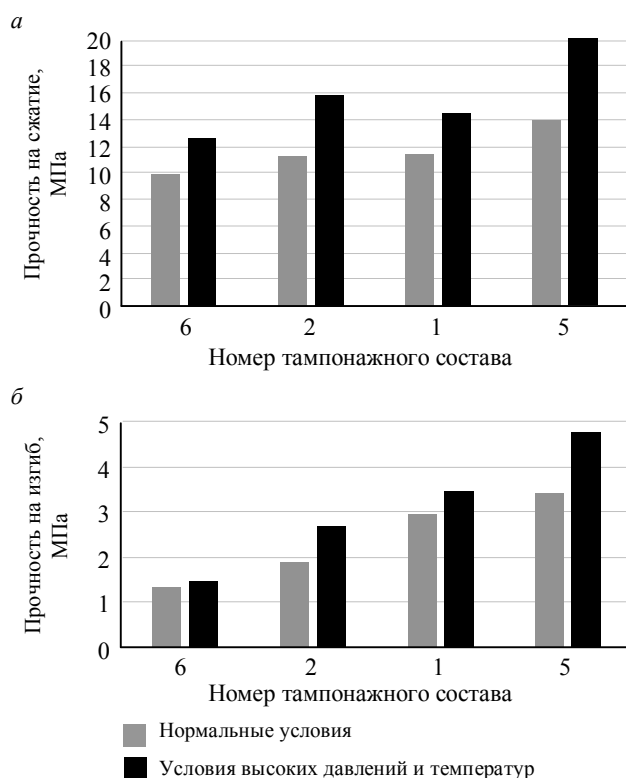


Рис.3. Прочность на сжатие (а) и на изгиб (б) цементных образцов разных составов

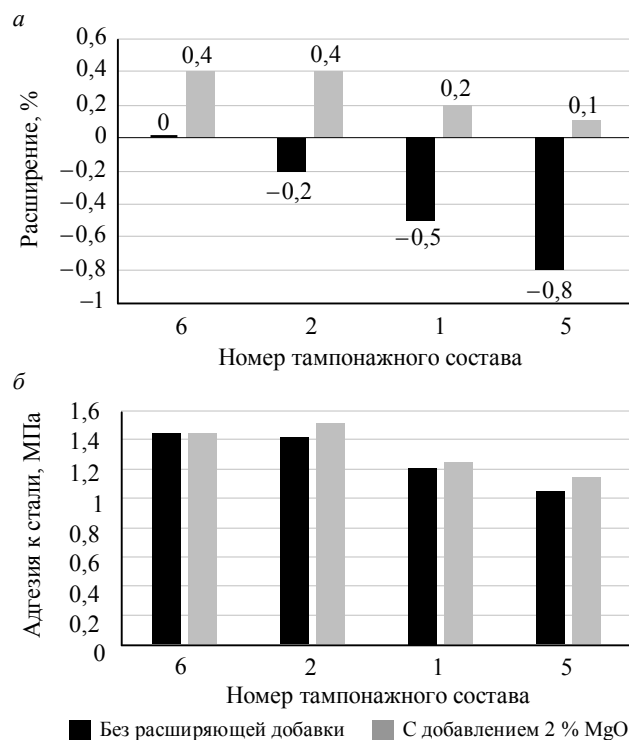


Рис.4. Зависимость расширения цементного камня через двое суток (а) и его адгезии к стали (б) от состава тампонажной смеси

практически инертным компонентом, а при повышенных температурах активно реагирует с гидросиликатами, гидроалюминатами и гидроксидом кальция. В этих условиях формируются более устойчивые кристаллогидраты [15, 17].

Низкие адгезионные характеристики и усадка цементного камня при твердении приводят к отсутствию хорошего его сцепления с обсадной колонной и стенками скважины. Поэтому в качестве расширяющей добавки в разработанных тампонажных составах был использован оксид магния (MgO). Результаты исследований по определению адгезии цементного камня к стали и его расширению показывают (рис.4), что тампонажный состав 5, имеющий наибольшую плотность упаковки, обладает самой высокой усадочной деформацией. Введение добавки оксида магния в количестве 2 % от массы сухой цементной смеси способствует расширению цементного камня в среднем до 0,3 %, а также повышению его адгезионных характеристик в среднем до 5 %. Однако, увеличение содержания MgO более чем на 2 % может привести к уменьшению прочностных характеристик камня, что характерно для большинства расширяющих добавок [3].

На качество цементирования скважин также значительно влияет степень вытеснения бурового раствора из заколонного пространства, которая повышается за счет использования специальных буферных жидкостей. В большинстве случаев в качестве буферной жидкости используется вода, обработанная различными видами поверхностно-активных веществ ПАВ. В условиях высоких давлений и температур она не способна выполнить свои функции [4, 6, 10]. Для этого были разработаны составы утяжеленных буферных жидкостей и исследована их моющая способность. Составы и плотность буферных жидкостей:

Номер состава	Компоненты состава, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	Вода (57), гипан (7), гематит (36)	1600
2	Вода (59), гипан (8), гематит (33)	1550
3	Вода (59,5), КМЦ (0,5), гематит (40)	1750
4	Вода (65,9), КМЦ (0,5), гематит (30), гипан (3,6)	1500

Введение гематита в состав буферной жидкости позволяет значительно повысить плотность до 2600 кг/м<sup>3</sup>, что необходимо для обеспечения гидростатического равновесия в системе ствол скважины – пласт [18].



Моющая способность буферных жидкостей зависит от их состава и определяется степенью очистки поверхности обсадных колонн от остатков бурового раствора и удаления глинистой корки со стенок скважины и цементного камня.

В составе разработанных утяжеленных буферных жидкостей содержалось 0,5 % различных поверхностно-активных веществ: ОП-10 (неионогенного класса), катамина АБ (катионактивного класса) и додецилсульфата натрия (анионоактивного класса). Из анализа рис.5 следует, что составы буферных жидкостей, содержащие гипан в качестве полимера (1 и 2), обладают большей моющей способностью, чем остальные. Составы 3 и 4, содержащие КМЦ, обладают повышенной вязкостью, что снижает их эффективность.

Буферная жидкость состава 2, содержащая ОП-10, дополнительно исследовалась на способность удалять глинистую корку с разных поверхностей. Экспериментально установлено (рис.6), что эффективность удаления остатков бурового раствора с поверхности горных пород в среднем на 25 % меньше, чем с поверхности металла обсадных колонн. Это обуславливается сильной шероховатостью горных пород, снижающей моющую способность буферной жидкости.

Известно, что введение кварцевого песка в состав буферной жидкости может способствовать переводу потока технологических жидкостей в затрубном пространстве из ламинарного режима течения в турбулентный [2, 14]. Поэтому оценивалось влияние добавки до 5 % кварцевого песка на моющие свойства буферных жидкостей с 0,5 %-ной концентрацией ОП-10 (рис.7).

Представленные результаты показывают, что наличие в буферной жидкости кварцевого песка повышает ее моющую способность в среднем на 10 %, что вызвано турбулизацией потока при низких скоростях движения.

**Заключение.** В результате проведенных экспериментальных исследований были обоснованы составы технологических жидкостей, которые позволяют повысить качество крепления наклонно направленных скважин в условиях высоких давлений и температур. Разработанная тампонажная смесь является оптимальной по основным структурно-реологическим и физико-механическим свойствам и включает в себя портландцемент тампонажный ПЦТ I-100, кварцевую пыль, MgO, стабилизатор гипан, пластификатор лигносульфонат, утяжелитель гематит и структурообразующую добавку каолинит.

Разработанная буферная жидкость на водной основе, включающая в себя гипан, гематит, ОП-10 и кварцевый песок, способствует повышению степени вытеснения бурового раствора и его замещению тампонажным, а также содействует удалению глинистой корки с поверхности ствола скважины.

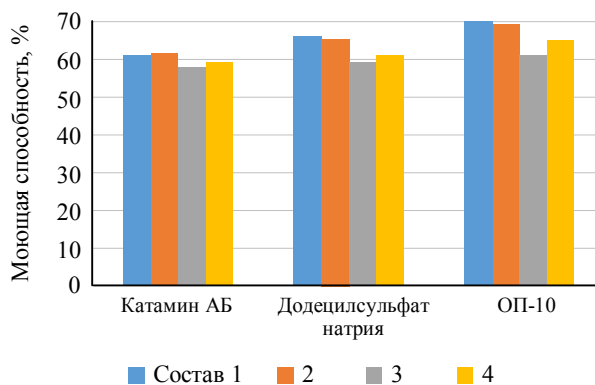


Рис.5. Зависимость моющей способности утяжеленных буферных жидкостей от вида применяемого ПАВ

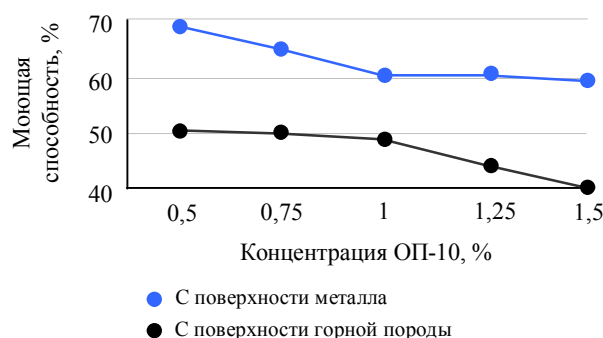


Рис.6. Зависимость моющей способности буферной жидкости состава 2 от концентрации ПАВ

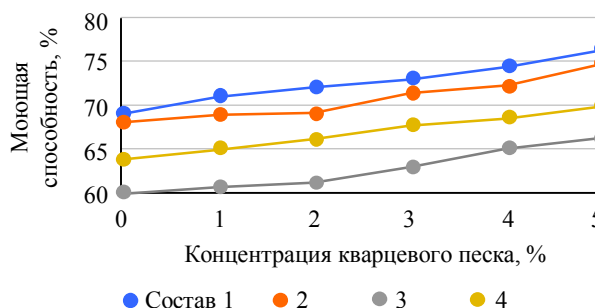


Рис.7. Влияние добавки кварцевого песка на моющую способность буферной жидкости





## ЛИТЕРАТУРА

1. Белов В.В. Расчет плотных упаковок частиц в смесях тонкодисперсных компонентов / В.В.Белов, И.В.Образцов // Сухие строительные смеси. 2014. № 3(41). С. 32-35.
2. Бурдыга В.А. Разработка новых составов буферных жидкостей для крепления нефтяных скважин на месторождениях Среднего Приобья // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2005. № 9. С. 59-60.
3. Газизов Х.В. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов / Х.В.Газизов, Е.Л.Маликов, К.А.Перескоков // Бурение и нефть. 2012. № 11. С. 38-39.
4. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 255 с.
5. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления нефтяных скважин с протяженным горизонтальным участком, пробуренных с использованием роторных управляемых систем / Е.В.Кожевников, Н.И.Николаев, А.А.Мелехин, М.С.Турбаков // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 58-60.
6. Куксов А.К. Низковязкие моющие буферные жидкости / А.К.Куксов, В.М.Меденцев, Т.В.Шамина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 1999. № 9. С. 15-17.
7. Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24
8. Николаев Н.И. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» / Н.И.Николаев, Лю Хаоя // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428-434. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.428
9. Рябоконь С.А. Седиментационно устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин / С.А.Рябоконь, М.О.Ашрафян, Ю.В.Гринько // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 98-101.
10. Савоськин С.В. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы их решения / С.В.Савоськин, И.Н.Шведова // Геология, география и глобальная энергия. 2014. № 4 (55). С. 57-68.
11. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш.Табатабаи Моради, Н.И.Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 2. С. 39-41.
12. Табатабаи Моради С.Ш. Тампонажные растворы для крепления наклонно направленных скважин / Новые идеи в науках о земле: Доклады XII международной научно-практической конференции. Москва: Российский Государственный Геологоразведочный университет, 8-10 апреля, 2015. Т. 2. М.: МГРИ-РГГРУ, 2015. С. 174-175.
13. Экологическая безопасность буровых растворов на основе лигносульфонатов / Д.Х.Акчурина, А.Х.Сафаров, И.В.Пашпекина, Л.А.Насырова, Г.Г.Ягафарова // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 2. № 1. С. 179-182.
14. Biezen E. Experimental and numerical study of drilling fluid removal from a horizontal wellbore / E.Biezen, N. van der Werff, K.Ravi // SPE annual technical conference and exhibition, 2000, 1-4 October, Dallas, Texas, USA, 2000. 14 p. SPE-62887-MS.
15. Cement slurries of oil wells under high temperature and pressure: the effects of the use of ceramic waste and silica flour / P.P.Souza, R.A.Souza, M.A.Anjos, J.O.Freitas, A.E.Martinelli, D.F.Melo // Brazilian journal of petroleum and gas. 2012. Vol. 6. № 3. P. 105-113.
16. Fennis S.A.A.M. Using particle packing technology for sustainable concrete mixture design / S.A.A.M.Fennis, J.C.Walraven // Heron, 2012. Vol. 57. № 2. P. 73-101.
17. Gibson S.A. Novel solution to cement strength retrogression / SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2011, 1-3 March, Amsterdam, The Netherlands, 2011. 7 p. SPE 138852. DOI: 10.2118/138852-MS
18. Tabatabaee Moradi S.Sh. Optimization of Cement Spacer System for Zonal Isolation in High-Pressure High-Temperature Wells / S.Sh.Tabatabaee Moradi, N.I.Nikolaev // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 2014, 14-16 October, Moscow, Russia, 2014. 9 p. SPE 171282-MS. DOI: 10.2118/171282-MS

**Авторы:** **С.Ш.Табатабаи Моради**, канд. техн. наук, ассистент, [stabatabaee@sut.ac.ir](mailto:stabatabaee@sut.ac.ir) (Технологический университет Саханд, Саханд, Иран), **Н.И.Николаев**, д-р техн. наук, профессор, [nikinik@mail.ru](mailto:nikinik@mail.ru) (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **Т.Н.Николаева**, канд. геол.-минерал. наук, доцент, [t\\_nikol56@mail.ru](mailto:t_nikol56@mail.ru) (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья принята к публикации 14.05.2019.

Статья поступила в редакцию 03.03.2019.