

УДК 622.24

Бухарцев Я.В.,

студент второго курса магистратуры

Уфимского государственного нефтяного технического университета

г. Уфа, Российская Федерация

Комлева С.Ф.,

доцент, кандидат наук кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Горно-нефтяного факультета

Уфимского государственного нефтяного технического университета

г. Уфа, Российская Федерация

ОТМЫВАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

***Аннотация:** Повышение качества цементирования обсадных колонн является одним из важнейших вопросов в технологии бурения и строительства скважин.*

Процесс цементирования скважины может быть разделен на два этапа: удаление бурового раствора и закачка цемента, причем оба зависят от степени вытеснения жидкости. В данной работе был подробно рассмотрен процесс удаления бурового раствора и фильтрационной корки со стенок ствола скважины.

***Ключевые слова:** Наклонно-направленные скважины, ламинарный, турбулентный, промывка скважины, буровой раствор, буферная жидкость, стенка скважины, цементный раствор, отмывающая способность, замещение, удаление.*

***Annotation:** Improving the quality of casing cementing is one of the most important issues in the technology of drilling and construction of wells.*

The well cementing process can be divided into two stages: drilling mud removal and cement injection, both depending on the degree of fluid displacement. In this paper, the process of removing drilling mud and filtration crust from the walls of the borehole was considered in detail.

Keywords: *Directional wells, laminar, turbulent, well flushing, drilling fluid, buffer fluid, well wall, cement mortar, washing capacity, substitution, removal.*

Эффективное удаление бурового раствора перед закачкой цементного раствора имеет важное значение для успешного проведения операций по цементированию. Когда цементный раствор вступает в контакт с остатками бурового раствора, цемент может произойти нарушение технологии цементирования, его твердения и гидратации, тем самым препятствуя изоляции проницаемых зон при различных режимах цементирования. Это может привести образованию зон смешивания бурового раствора, цементного раствора и буферной жидкости, коррозии обсадной колонны и различным видам осложнений. В последние годы в нефтегазовой отрасли уделяется значительное внимание совершенствованию методов цементирования для обеспечения целостности скважины и изоляции продуктивных горизонтов не только в части процесса цементирования, но и в части подготовительно-заключительных работах перед и после цементирования.

Для очистки всех поверхностей скважины после посадки башмака обсадной колонны, между буровым раствором и цементным раствором закачивают промежуточную жидкость или «буферную жидкость». Как правило, для повышения эффективности очистки и вытеснения в данные буферные жидкости добавляют поверхностно-активные вещества, нацеленные на отмытие поверхности скважины.

Однако за последнее десятилетие составы буферных жидкостей претерпели не так много изменений по сравнению с химическим составом буровых растворов. С каждым годом недропользователи бурят более

глубокие, сложные и высокотемпературные скважины в различных осложненных горно-геологических, технологических и технических условиях. Ярким примером является применение различных типов растворов на углеводородной основе, с целью минимизации негативного воздействия на продуктивный пласт и его фильтрационно-емкостные свойства, данные типы имеют все более длинные углеродные цепи, чем традиционные буровые растворы на основе дизельного топлива и менее сложные буровые растворы, которые все труднее удалить с поверхности стенок скважины перед цементированием.

В работах [5] приводятся буферные жидкости с улучшенными смывающимися свойствами, состоящие из: а) 92-96% воды, 4 и 8% соляной кислоты; б) 99% воды и 1% сульфоната; в) 99% воды и 1% КССБ. Авторами [6] рекомендована буферная жидкость с низкой водоотдачей для использования в интервалах сыпучих и набухающих пород, состоящая из водорастворимого полимера марки «Эко тех» и гуммита в соотношении 1:1. Она приготовлена в виде 6 % концентрации водного раствора и после 30 минутного перемешивания имела следующие параметры: УВ – 25 с, ПВ – 1,5 Па с, Седиментационная устойчивость – 0,03 г/см³, Водоотдача – 10 см³/30 мин.

Однако данная буферная жидкость недостаточно эффективна из-за низких моющих свойств. В работах [8] показана малоэффективность воды в качестве буферной жидкости и опасность её тем, что в условиях наличия в скважине тяжелого бурового раствора использование воды в качестве буферной жидкости приводит к авариям.

В качестве примера авторы приводят цементирование эксплуатационной колонны, спущенной на глубину 4000 м на Астраханском газоконденсатном месторождении, где в качестве буферной жидкости использовалась вода плотность $\rho=1020$ кг/м³, объемом 4 м³ с растворенным декстрином и ингибитором коррозии, и второй буфер вода с КМЦ в объеме 6

м³, которые находясь между буровым ($\rho=1770-1800$ кг/м³) и цементным растворами смешивались, но несовмещались химически. В результате они загустевали и создавали избыточное давление, происходил разрыв пласта и возникало поглощение.

Также описывается об углеводородной буферной жидкости, которая при цементировании 168 мм колонны на скважине №558 Самотлорского месторождения было закачено 5м³ дизельного топлива, что в результате которой произошел гидроразрыв пласта в процессе продавки и остальные 21 м³ жидкости было закачено без выхода циркуляции.

Специалисты [5,6,8,9] после таких последствий пришли к заключению, что вода, углеродная жидкость, газ в качестве буферной жидкости не эффективны, а в отдельных случаях даже опасны.

Двухфазные буферные жидкости наиболее полно выполняют функции разделителя, которые содержат воду твердые нерастворимые добавки, такие как: кварцевый песок, гематит и др. Из-за абразивности твердой фазы они называются эрозионными буферными жидкостями способными эффективно разрушать пластические пасты и фильтрационные корки. Эти жидкости в различных соотношениях могут содержать твердую фазу. При цементировании скважины на месторождениях широко применялись составы: цемент 70% + песок 30%; цемент 70% + песок 27% + бентонит 3%, + бутоксиаэросил 0,05% к массе сухой смеси.

Плотность смесей в пределах (1150...1200) кг/м³. Кроме двухфазных существуют трехфазные и многофазные буферные суспензии. Трехфазные буферные жидкости кроме воды и твердых веществ, содержат ПАВ, а многофазные – разнообразные несколько твердых веществ. Каждый компонент, находящийся в составе буферной жидкости, выполняет определенную функцию. В частности, кварцевый песок в составе буферной жидкости предназначен для эрозионного разрушения рыхлой фильтрационной корки, увеличения шероховатости поверхности для улучшения адгезии.

Наличие небольшого количества портландцемента позволяет упрочнить коагуляционный каркас водопесчаной суспензии и увеличить её седиментационную устойчивость. Для получения упругой, тяжелой, буферной жидкости вводится барит. Ниже приводятся рецептуры баритсодержащих буферных жидкостей:

Таблица 1 – Рецептуры баритсодержащих буферных жидкостей

а) – Вода техническая	3 м ³
Барит	150 кг
Крупнозернистый кварцевый песок	100 кг
Портландцемент	100 кг
б) – Вода техническая	2,5 м ³
Кварцевый песок	1000 кг
Барит	1000 кг

Авторы [5] рекомендуют буферную жидкость, содержащую в качестве минерального наполнителя алюмосиликатные микросферы, а в качестве полимерной добавки – сульфатцелл, а в качестве щелочного реагента – триполифосфат натрия.

Буферная жидкость должна иметь следующие показатели:

Таблица 2 – Состав БЖ

плотность раствора, кг/м ³	1200-1430
показатели фильтрации, см ³ /30 мин	30-60
ДНС, Па*с	145.4-394.2
коэффициент очистка ствола	2,5-4,1
Адгезия цементного камня к поверхностям после обработки буферной жидкостью, %	10...30

Что характерно, данной буферной жидкости лучшие технологические свойства связаны с тем, что при закачке и вытеснении её начальной порции за счет абразивности цемента и микросфер, воздействия триполифосфата натрия и неанола хорошо вытесняют буровой раствор из кольцевого пространства, удаляют фильтрационную (глинистую) корку. Функцию разделителя полностью выполняют двухфазные жидкости, содержащие в своем составе: воду, кварцевый песок, гематит пуццолан, лесс. Содержание в составе буферной жидкости твердой фазы имеющих абразивные свойства, оказалось причиной название их – эрозионными.

Они могут разрушать пластические пасты и фильтрационные корки.

В литературных источниках [8] описывается рецептура буферной жидкости: а) в 6 м^3 буферной жидкости, 70% портландцемента, 27% песка, 3% бентонита и 0,05% бутоксиаэросила (от массы трех компонентов). Плотность 1170 кг/м^3 . Однако, перед применением буферной жидкости при расчете его, необходимо учитывать полное разделение зон смещения буфера с вытесняющей и вытесняемой жидкостями. По промысловым данным объем смеси буфера с буровым раствором составляет (2-3) м^3 , а с тампонажным раствором 1...2 м^3 . Данные составы многофазных и многокомпонентных буферных жидкостей эффективны, просты при применении и апробированы в нефтегазоносных площадях и месторождениях Западной Сибири, Крайнего Севера, Казахстана, Вьетнама, Китая и может найти применение в других регионах мира в аналогичных условиях.

Существуют [6] следующие комплексные буферные жидкости:

- а) техническая вода 3 м^3 с добавлением 0,5% сульфоната;
- б) техническая вода 6 м^3 с добавлением 0,5% МПМ (моющий порошкообразный материал);
- в) цементный раствор на водной основе плотностью 1250 кг/м^3 в объеме 3 м^3 , содержащий 150кг песка. Применение двух разнородных буферных жидкостей даёт сумму эффектов от каждого из компонентов по отдельности.

Применение комплексной буферной жидкости способствует улучшению показателя сцепления цементного камня с обсадной колонной и горной породой в интервале залегания продуктивного пласта.

В таблице 3 приведены составы буферных жидкостей, используемых на площадях и месторождениях России.

Таблица 3 – Буферные жидкости, применяемые в России

Типы буферных жидкостей	Состав буферной жидкости %																	
	Вода	Соляная кислота	сульфанол	КСС	"ЭХО-ТЕХ" и гуматы!	Полимфосфат натрия и ПАВ	Цемент	DUAL SPCEEN	КМК	Глино- порошок	Кальцинированная сода	Барит	Кварцевый песок	Песок	Блоксипаэросил	НТФ	Объём м ³	Плотность кг/м ³
С улучшенными смывающими свойствами	92-96%	8 и 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1550
	99%	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1450
	99%	-	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1350-1400
	94%	-	-	-	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1450
Комплексная БЖ	В 9м ³ ПАВ	-	-	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1350-1550
	%	-	-	-	-	-	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1450
Универсальная БЖ	61,4-65,5	-	-	-	-	-	24,6-26,1	16,5-3,5	0,5-0,6	1,2-1,3	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1450
Трехфазная БЖ	3,0 м ³	-	-	-	-	-	100кг	-	-	-	-	150кг	100кг	-	-	-	2-6	1100-1500
	2,5 м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1t	1t	-	-	-	2-6	1000-1400
Иные БЖ	м ³	-	0,5	-	-	-	70кг	-	-	-	-	-	-	30ru	-	-	2-6	1000-1550
	3,0 м ³	-	-	-	-	-	70кг	-	-	3	-	-	-	27	0,05	-	2-6	1000-1550
Буферная жидкость + НТФ	2-3 м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02-0,05	2-6	1350-1450
	3-4 м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2-6	1000-1550

Заключение

С увеличением требования к буферным жидкостям, в частности кроме разделения потока бурового и цементного растворов возникли следующие:

Смыв с поверхности горных пород в открытой части ствола скважины неуплотненной фильтрационной корки и пленки бурового раствора с наружной поверхности обсадных труб;

Повышение степени вытеснения бурового раствора и шлама из – затрубного пространства, каверн и желобных выработок буферной жидкостью, а вслед заполнить цементным раствором.

Исходя из этого, возникли различные рецептуры буферных жидкостей, которых в условиях площадей и месторождений, где крепятся скважины необходимо применять для улучшения качества крепления скважины.

Список использованной литературы:

1. Комилов Т.О., Д.Р.Махаматхожаев Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // “Нефтяное хозяйство” выпуск 1167- Москва, 2021. – С.68-74.

2. Komilov T.O., Ruzmanov F.I., Raximov A.A., Umedov Sh.X. Ways to create a quality wellbore for smooth casing flow // Palarch’s journal of archaeology of egypt/egyptology VOL. 17 NO. 6.2020. P.3520-3523.

3. Ruzmanov F.I., Ashurov B.N., Umedov Sh.X., Komilov T.O. Landslide formation analysis during well drilling // Palarch’s journal of archaeology of egypt/egyptology VOL. 17 NO. 6.2020. P.3494-3499.

4. Умедов Ш.Х., Акрамов Б.Ш., Нуритдинов Ж.Ф., Комилов Т.О. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья // «Наука и образование сегодня». №10(57); Москва, 2020 г. С. 18–22.

5. А.М. Лашухин, В.Е. Мяснищев, О.Г. Мазин. К вопросу выбора рационального типа буферной жидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №6 2013, 35-38с.

6. В.М. Меденцев, Т.В. Шашина. Буферные жидкости с низкой водоотдачей // Бурение и нефть. Октябрь-ноябрь 2005, 28-30с.

7. Н.С. Гамидов. Предотвращение образования флюидопроводящих каналов путем уменьшения контракции цементного раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №9, 2010, 51-53с.

8. В.П. Детков, А.Р. Хисматулин. Влияние буферной жидкости на качество крепления скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №3, 2003, 33-39с.

9. В.А. Бурдыга. Разработка новых состав буферных жидкостей для крепления нефтяных и газовых скважин на месторождениях среднего прибылю // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №9, 2005, 59-60с.

10. Р.Я. Ахметов, Р.Р. Губайдуллин, С.А. Поляков и др. Опыт работы ЗАО «ПНБК» по повышению качества крепления скважины на Средне – Хулымском месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №4, 2005, 41-43с.

11. Ашрафьян М.О., Нижняк А.Е., НТЖ. – Об условиях существования напорного режима движения технологических жидкостей при цементировании скважин. / «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», №12 – М.. Изд. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008.

12. Проектирование гидравлического режима цементирования обсадных колонн в глубоких скважинах с учетом влияния «отрывного течения». Логачев Ю.Л., Осипов П.Ф. НТЖ, «Интервал» №12(47) – г. Самара, 2002.

13. Проектирование гидравлического режима цементирования обсадных колонн в глубоких скважинах с учетом влияния «отрывного

течения» в трубах. Логачев Ю.Л., Мальковская О.Н., Осипов П.Ф., НТЖ, «Разведка и охрана недр», №7 Изд. Недра, 1996.

14. Булатов, А.В. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин Москва, 1983-151с.

15. Темиров, Э.В. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для повышения качества крепления нефтяных и газовых скважин: диссертация кандидата технических наук: 21.12.06 / Темиров Эльдар Велиюллаевич. – Ставрополь, 2006. – 21 с.

16. Рогов, Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: диссертация кандидата технических наук: 20.10.11 / Рогов Евгений Анатольевич. – Москва, 2011. – 25 с.

Комлева С.Ф., Бухарцев Я.В. © 2023