SOCAR Proceedings

Well drilling

journal home page: http://proceedings.socar.az

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Э. М. Сулейманов, С. Г. Новрузова*, И. Н. Алиев, Е. Е. Шмончева

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Enhancing of spacer fluids compositions for well cementing

E. M. Suleymanov, S. H. Novruzova*, I. N. Aliyev, Y. Y. Şmonçeva

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

A B S T R A C T

Currently, almost all researchers believe that turbulent flow is the most preferred displacement mode. However, when it comes to cementing, where practical limitations prevent obtaining turbulent flow, opinions begin to differ. In general, either «very slow» flow or «very fast» flow is recommended for all wells in the annulus. There are mainly two types of buffer liquids used – «wash» and «space». The first buffer liquid is «wash», which washes away and removes the remnants of drilling fluid, clay cake, etc., and the second is «space», a thicker system, entering the cavities, cleans them and also pulls out all the remnants of the first buffer liquid to the surface. The first buffer fluid is «wash», basically a thinner, of the drilling fluid, which may contain surfactants - surfactants or liquid-restraining agents, the preferred mode of motion is turbulent. The second buffer liquid – «space», can mainly contain polymeric materials, weighting agents, the preferred mode of movement is laminar (cork). The choice of these fluids is determined by their chemical compatibility with drilling and cement slurries, their effectiveness in removing the drilling fluid. Very important postulates adopted by almost all leading oil firms are given. A new and very affordable composition of the buffer liquid of the following composition has been proposed: «wash» - FLS - 4%, diesel fuel - 2%, the rest is water - 9%; «space» - carboxymethylcellulose (CMC) - 0.5%, bentonite solution with a density of 1030 kg/m^3 - 99.5%. If necessary, these buffer fluids can be weighted, for example, with barite, to an average density between the densities of drilling and cement slurries in a given well..

Keywords: buffer fluid; drilling fluid; cement mortar;turbulent flow; mode of motion; mud cake; centralizer; casing string.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Результатом почти полувековых исследований вытеснения бурового раствора цементным явилось частичное понимание картины происходящей в скважине. Полное описание реологии (деформация под нагрузкой) цементного раствора все еще остается недосягаемой вершиной, по многим причинам, например таким, как водоцементный фактор, размер и форма зерен цемента, влияние добавок и процедура смешивания, а также динамическая температура и водоотдача [1-5]. В общем случае рекомендуется для всех скважин в затрубном пространстве или «очень медленный» поток или «очень быстрый» поток, конкретно - $V < 0.5$ м/с или $V > 1.5$ м/с [1-5]. В большинстве случаев предпочтительное состояние при удалении бурового раствора - быть в турбулентном потоке. Это потому, что плоский профиль скорости турбулентного потока, как полагают, усиливает вытеснение бурового раствора. Для достижения турбулентности цементный раствор или буферная жидкость должны быть достаточно разжиженными для поддержания критической мощности закачки, необходимой для турбулентности в практических пределах оборудования и пределах давления в скважине. Это подразумевает, что вязкость вытесняющей жидкости будет значительно ниже вязкости бурового раствора. Если турбулентность не достигнута, менее вязкая вытесняющая жидкость в ламинарном потоке может пронизать буровой раствор, оставляя каналы.

Методы исследования

Эксцентричность обсадной колонны препятствует течению любой жидкости на узкой стороне затрубного пространства. Поток устремляется по пути наименьшего сопротивления - по широкой части. Неравномерное распределение скорости вокруг эксцентричной обсадной колонны вызывает возможное сосуществование разных режимов потока в данном сечении кольцевого пространства.

Часто рекомендуют [1-4] вращение обсадной колонны со скоростью 10-30 об/мин или возвратно-поступательное движение одной секции - одно движение за 2 мин. Причем, эффект улучшается при верхнем ходе и ухудшается при нижнем. Среднее из этих значений оказывается положительным, но эффект не настолько впечатляющий, как улучшение при вращении. В сущности, возвратно-поступательное движение способствует движению жид-

E-mail: sudaba.novruzova@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100860

кости повсеместно, что помогает преодолевать пределы текучести.

Что важнее - реология или плотность - зависит от баланса сил. В больших затрубных пространствах - в верхних секциях скважины - перепады давления настолько невелики, что перевешивает эффект плотности. В небольших затрубьях влияние давления значительно выше, поэтому влияние плотности здесь пропорционально ниже. Например, в стволе диаметром 8.5 дюймов эти силы довольно схожи и обе играют значительную роль.

Что лучше делать в случае наклонной скважины - вращать обсадную колонну или отцентрировать ее ? Этот вопрос возникает в связи с дилеммой: чем больше центраторов, тем труднее вращать обсадную колонну. Было доказано [1-4], что для этого типа скважин центрирование важнее.

В настоящее время почти все исследователи считают, что турбулентный поток - наиболее предпочтительный режим вытеснения. Однако, когда дело доходит до цементирования, где практические ограничения препятствуют получению турбулентного потока, то мнения начинают расходиться.

Используются, в основном, два типа буферных жидкостей - «wash» и «space». Выбор этих жидкостей определяется их химической совместимостью с буровым и цементным растворами, их эффективностью при удалении бурового раствора. Первая буферная жидкость - «wash», смывающая и удаляющая остатки бурового раствора, глинистой корки и т.д., а вторая - «space», более густая система, заходя в каверны очищает их, а также вытаскивает на поверхность все остатки первой буферной жидкости. Первая буферная жидкость - «wash», в основном, разжижитель, бурового раствора, которая может содержать поверхностно-активные вещества - ПАВ или реагенты, сдерживающие водоотдачу, предпочтительный режим движения - турбулентный.

Вторая буферная жидкость - «space», в основном может содержать полимерные материалы, утяжелители, предпочтительный режим движения - ламинарный (пробковый).

Остановимся на некоторых очень важных поступалатах, принятых почти всеми ведущими нефтяными фирмами.

Геометрия ствола скважины: «Идеальный» диаметр ствола - на 3 дюйма больше обсадной колонны, минимум 1.5 дюйма, без размывов, прямонаправленный (без резких изменений направления ствола), устойчивый и должным образом проработанный.

Цементный раствор: Такие свойства цементного раствора, как время загустевания, проницаемость, скорость водоотдачи, реология и водоотстой необходимо рассчитывать с учетом скважинных условий, т.е. температуры и давления, а также отклонения скважины и назначения скважины.

Центрирование: многие специалисты считают, что самое важное в подготовке скважины к цементированию это как можно точное приведение обсадной колонны к середине ствола, например, на одну обсадную колонну один центратор. Однако, плотность бурового раствора и отклонение ствола могут потребовать более сложных схем. Для расчета необходимой плотности центраторов имеются специальные компьютерные программы. Если используется центратор, утвержденный АНИ, то необходимый минимум расчетных характеристик можно взять из спецификации АНИ [6-10].

Для соответствия стандартам АНИ центратор с дугообразной пружиной должен обладать восстанавливающей силой достаточной для достижения 67% центричности - 100%, центричность это полная центровка, а 0% - это полная эксцентричность, когда обсадная колонна касается стенки ствола скважины. Компания Schlumberger для себя более ужесточила задачу и более требовательна в отношении достижения центричности: она добивается того, чтобы центричность была не менее 75% (это, в частности, заложено в компьютерных программах) [6-10] .

Оптимизация бурового раствора: прежде, чем начать цементирование, буровой раствор необходимо проциркулировать, чтобы удалить захваченный газ и буровой шлам, разрушить прочность геля бурового раствора, понизить его предел текучести и пластическую вязкость [11-14]. Рекомендуется проциркулировать по меньшей мере один объем кольцевого пространства. Однако, при последнем подъеме бурового инструмента и перед спуском обсадной колонны необходимо сделать попытку значительного изменения реологии бурового раствора.

Движения обсадной колонны: предпочтительнее ее вращать, но в большинстве случаев вращение не применяется из-за ограниченности крутящего момента. Поэтому, как правило, применяется возвратно-поступательное движение, способствующее разрушению желатинизированного раствора в кольцевом пространстве и удалению бурового раствора. Движения надо начинать во время оптимизации бурового раствора - вращение - 10-30 об/мин., возвратно-поступательное движение с 12-метровой амплитудой один ход каждые две минуты.

Буферные жидкости: закачиваемые впереди цементного раствора помогают разбавлять и вытеснять буровой раствор, с продолжительностью контакта с породой - 10 минут. Это означает, что объем буферной жидкости и подача должны быть так рассчитаны, чтобы цементируемая порода имела бы по крайней мере 10-минутный контакт с буферной жидкостью.

Для получения первой (идущей впереди) буферной жидкости - «wash», очевидно, нужны разжижители. Поэтому, был предложен следующий состав для исследования и оптимизации:

- ферролигносульфонат (ФЛС) - 2-5 %;
- дизтопливо - 1-3 %;
- вода - 97-92 %.

Этот состав контактирует (теоретически) с буровым раствором и буферной жидкостью «space». Но практически он контактирует и с цементным раствором, причем результаты смешивания его с цементным раствором, очевидно, аналогичны результатам его смешивания с другими жидкостями.

Полученные результаты

Для получения второй (идущей после «wash») буферной жидкости - «space», очевидно, нужны загустители - полимеры, но дающие с одной стороны «пробковое» вытеснение всего того [15-17], что находится выше этой буферной жидкости по пути ее движения в затрубном пространстве, но с другой стороны, эта жидкость и ее смеси должны хорошо прокачиваться насосами и не вызы-

Таблица 1

Влияние буферной жидкости «wash» на показатели портландцементного раствора

Состав буферной жидкости - wash, % (по весу)	Состав смеси, % (по объему)		Растекаемость, см		Сроки схватывания, час-мин., 75 °C			
					начало		конец	
	цементный раствор	буферная жидкость	предлагаемая жидкость	Slb*	предлагаемая жидкость	Slb	предлагаемая жидкость	Slb
ФЛС - 2 дизтопливо - 1 вода - 97	100	-	22	21	1-50	1-40	2-55	2-35
	95	5	22	21	2-00	1-45	3-00	2-50
	75	25	24	23	2-15	2-10	3-10	3-00
	50	50	26	25	2-40	2-35	3-50	3-40
	25	75	29	26	3-00	2-50	4-1	3-45
ФЛС - 3 дизтопливо – 1.5 вода – 95.5	95	5	22		2-00		3-05	
	75	25	24.5		2-25		3-10	
	50	50	26		2-50		3-45	
	25	75	29		3-15		4-30	
ФЛС - 4 дизтопливо - 2 вода – 94	95	5	23		2-25		3-20	
	75	25	25		2-40		3-30	
	50	50	27		3-05		4-10	
	25	75	30		3-35		4-50	
ФЛС – 4.5 дизтопливо – 2.5 вода - 93	95	5	23		2-30		3-30	
	75	25	25		2-55		3-55	
	50	50	27.5		3-20		4-25	
	25	75	30		3-55		5-30	
ФЛС - 5 дизтопливо - 3 вода - 92	95	5	24		2-45		3-55	
	75	25	26		3-30		4-45	
	50	50	28		4-50		6-10	
	25	75	32		5-15		7-00	

* *Slb - Schlumberger*

Таблица 2

Влияние буферной жидкости «space» на показатели портландцементного раствора

Состав буферной жидкости - wash, % (по весу)	Состав смеси, % (по объему)		Растекаемость, см		Сроки схватывания, час-мин., 75 °C			
					начало		конец	
	цементный раствор	буферная жидкость	предлагаемая жидкость	Slb*	предлагаемая жидкость	Slb	предлагаемая жидкость	Slb
КМЦ – 0.1 бентонитовый раствор плотностью 1030 кг/м^3 - 99.9	100	-	22	20	1-50	1-35	2-55	2-30
	95	5	22.5	19.5	1-50	1-35	3-00	2-25
	75	25	10	19	2-10	2-00	3-15	3-05
	50	50	18	18.5	2-35	2-20	3-40	3-25
	25	75	21	19	3-30	3-20	4-50	4-20
КМЦ – 0.3 бентонитовый раствор – 99.7	95	5	23		1-55		3-00	
	75	25	9.5		2-30		3-25	
	50	50	17		2-55		4-00	
	25	75	21		3-45		5-00	
КМЦ – 0.5 бентонитовый раствор – 99.5	95	5	19		2-10		3-25	
	75	25	9		2-50		3-40	
	50	50	17		3-10		4-00	
	25	75	20		4-10		5-20	
КМЦ – 0.7 бентонитовый раствор – 99.3	95	5	18		2-20		3-40	
	75	25	9		3-10		3-55	
	50	50	18		3-20		4-10	
	25	75	20		4-30		5-35	
КМЦ - 1 бентонитовый раствор - 99	95	5	16		2-35		3-55	
	75	25	9		3-20		4-20	
	50	50	19		3-40		4-35	
	25	75	21		4-50		6-45	

* *Slb - Schlumberger*

вать опасных ситуаций (гидроразрыв, поглощения и др.). Поэтому, был исследования и оптимизации:

- карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ) - 0.1-1 %;
- бентонитовый раствор плотностью 1030 кг/м^3 - 99.9-99 %.

В таблицах 1 («wash») и 2 («space») приведены влияния предложенных буферных жидкостей на растекаемость и схватывание цементного раствора из портландцемента Карадагского завода. В таблицах 1 («wash») и 2 («space») красным цветом приведены данные по Mud Push (буферная жидкость) компании Schlumberger. Mud Push (буферная жидкость) компании Schlumberger (Slb), как видно из сравнительных данных таблиц 1 и 2, незначительно отличается от предлагаемой буферной жидкости, здесь надо отметить,что предлагаемый состав в несколько раз дешевле по стоимости.

Выводы

По результатам изучения таблиц 1 и 2 останавливаемся на следующих составах:

- «wash» - ФЛС - 4%, дизельное топливо - 2%, остальное вода - 9%;
- «space» - карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ) - 0.5%, бентонитовый раствор плотностью 1030 кг/м^3 - 99.5%.

При необходимости эти буферные жидкости могут утяжеляться, например, баритом, до средней плотности между плотностями бурового и цементного растворов в данной скважине.

Литература

1. (1997). Schlumberger dowell cementing technology. *USA: Schlumberger Dowell.*

2. (1997). Weatherford general services and products catalog. *USA, Houston, Texas: Weatherford Internation Inc.*

3. Sutton, D., Safins, F., Faul, R. (1984). Annualar gas-flow theory and prevention methods deserifed. Oil and Gas Journal, 10, 84-92.

4. Steawart, R., Schouten, F. (1988). Gas invasion and migration in cemented annuli: causes and cures. SPE-14779-PA. *SPE Drilling Engineering*, 3(01), 77-82.

5. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф., Шовгенов, А. Д. (2022). Теоретические и практические основы цементирования скважин. *Москва-Ижевск: ИКИ.*

6. (1983). Specification 10V. Specification for casing centralizers. *Dallas, Texas, USA: API.*

7. (1995). Schlumberger wireline and testing catalog. *USA: Houston, Texas*.

8. (1991). Schlumberger dowell cementing handbook. Schlumberger Oilfield Services. *USA: Schlumberger Drive.*

9. (1999). Gas miqration control technology. *USA: Schlumberger Dowell*.

10. (1995). Halliburton cementing tables. Halliburton services. *USA: Halliburton*.

11. Хузина, Л. Б., Шайхутдинова, А. Ф., Кязимов, Э. А. (2023). К вопросу исследования вибрационного устройства для предупреждения прихватов при строительстве нефтяных и газовых скважин. *Scientific Petroleum*, 1, 33-43.

12. Vəliyev, F. F. (2022). Qazma məhlullarının spesifik xassələrinin yeni sintez olunmuş polimer əlavələrlə tənzimlənməsi. *Scientific Petroleum*, 1, 42-45.

13. Мыслюк, М. А. (2023). Об оценке выносной способности буровых растворов. *SOCAR Proceedings*, 1, 26-34.

14. Исаев, Р. А. (2023). Анализ распределений петрофизических характеристик разрезов и их связи с поглощением при бурении скважин на старых месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-42.

15. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743–746.

16. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 359-363.

17. Suleimanov, B. A, Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133 – 1140.

References

1. (1997). Schlumberger dowell cementing technology. *USA: Schlumberger Dowell.*

2. (1997). Weatherford general services and products catalog. *USA, Houston, Texas: Weatherford Internation Inc.*

3. Sutton, D., Safins, F., Faul, R. (1984). Annualar gas-flow theory and prevention methods deserifed. *Oil and Gas Journal*, 10, 84-92.

4. Steawart, R., Schouten, F. (1988). Gas invasion and migration in cemented annuli: causes and cures. SPE-14779-PA. *SPE Drilling Engineering*, 3(01), 77-82.

5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D. (2022). Well cementing: fundamentals and practices. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

6. (1983). Specification 10V. Specification for casing centralizers. *Dallas, Texas, USA: API.*

7. (1995). Schlumberger wireline and testing catalog. *USA: Houston, Texas*.

8. (1991). Schlumberger dowell cementing handbook. Schlumberger Oilfield Services. *USA: Schlumberger Drive.*

9. (1999). Gas miqration control technology. *USA: Schlumberger Dowell*.

10. Halliburton cementing tables. Halliburton services. Duncan, OK 73536, USA, 1995, p.5-15, p.40-55, p.68-73.

11. Khuzina, L. B., Shaykhutdinov, A. F., Kazimov, E. A. (2023). To the question of the study of a vibration device to eliminate seizures during the construction of oil and gas wells. *Scientific Petroleum*, 1, 33-43.

12. Veliyev, F. F. (2022). Regulation of specific properties of drilling fluids with newly synthesized polymer additives. *Scientific Petroleum,* 1, 42-45.

13. Myslyuk, M. A. (2023). On the assessment of the carrying capacity of drilling fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 26-34.

14. Isayev, R. A. (2023). Analysis of the distributions of petrophysical characteristics of sections and their relationships with loss during drilling wells in old fields with anomalously low formation pressures. *SOCAR Proceedings*, 1, 35-42.

15. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal,* 57(5), 704-707.

16. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. *Colloid Journal,* 57(3), 359-363.

17. Suleimanov, B. A, Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology,* 33(10), 1133 – 1140.

Усовершенствование составов буферных жидкостей для цементирования скважин

Э. М. Сулейманов, С. Г. Новрузова, И. Н. Алиев, Е. Е. Шмончева
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан

Реферат

В настоящее время почти все исследователи считают, что турбулентный поток - наиболее предпочтительный режим вытеснения. Однако, когда дело доходит до цементирования, где практические ограничения препятствуют получению турбулентного потока, то мнения начинают расходиться. В общем случае рекомендуется для всех скважин в затрубном пространстве или «очень медленный» поток или «очень быстрый» поток. Используются, в основном, два типа буферных жидкостей - «wash» и «space». Первая буферная жидкость - «wash», смывающая и удаляющая остатки бурового раствора, глинистой корки и т.д., а вторая - «space», более густая система, заходя в каверны очищает их, а также вытаскивает на поверхность все остатки первой буферной жидкости. Первая буферная жидкость - «wash», в основном, разжижитель, бурового раствора, которая может содержать поверхностно-активные вещества - ПАВ или реагенты, сдерживающие водоотдачу, предпочтительный режим движения - турбулентный. Вторая буферная жидкость - «space», в основном может содержать полимерные материалы, утяжелители, предпочтительный режим движения - ламинарный (пробковый). Выбор этих жидкостей определяется их химической совместимостью с буровым и цементным растворами, их эффективностью при удалении бурового раствора. Приведены очень важные постулаты, принятые почти всеми ведущими нефтяными фирмами. Предложен новый и очень доступный состав буферной жидкости следующего состава: «wash» - ФЛС - 4%, дизельное топливо - 2%, остальное вода - 9%; «space» - карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ) – 0.5%, бентонитовый раствор плотностью 1030 кг/м^3 – 99.5%. При необходимости эти буферные жидкости могут утяжеляться, например, баритом, до средней плотности между плотностями бурового и цементного растворов в данной скважине.

Ключевые слова: буферная жидкость; буровой раствор; цементный раствор; турбулентный поток; режим движения; глинистая корка; центратор; обсадная колонна.

Quyularin sementlənməsi üçün büfer mayelərinin tərkiblərinin təkmilləşdirilməsi

E. M. Süleymanov, S. H. Novruzova, İ. N. Əliyev. Y. Y. Şmonçeva
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Hal-hazırda, demək olar ki, bütün tədqiqatçılar turbulent axının ən çox üstünlük verilən yerdəyişmə rejimi olduğuna inanırlar. Bununla belə, praktiki məhdudiyyətlərin turbulent axının əldə edilməsinə mane olan sementlənmə prossesinə gəldikdə, fikirlər fəqlənir. Ümumiyyətlə, quyular üçün ya "çox yavaş" axın, ya da "çox sürətli" axın tövsiyə olunur. Təcrübədə əsasən iki növ bufer mayelərdən istifadə olunur - «wash» və «space». Birinci növ bufer mayesi «wash», qazma mayesini və gil qalıqlarını yuyub və çıxarır. İkincisi isə daha qatı bir sistemdir hansı ki, məsamə və çatlara daxil olaraq onları təmizləyir və həmçinin birinci bufer mayesini çıxarmaqa köməklik edir. Birinci bufer mayesi əsasən qazma məhlulunu durultmaq üçün istifadə olunur. Tərkibi əsasən səthi aktiv maddələrdən və ya su itkisini məhdudlaşdıran reagentlərdən hazırlanır, üstünlük verilən hərəkət rejimi turbulentdir. İkinci bufer mayesi - «space» əsasən polimer materiallardan və ağırlaşdırıcı maddələrdən ibarət olur, üstünlük verilən hərəkət rejimi laminardır. Bu mayelərin seçimi onların qazma və sement şlamları ilə kimyəvi uyğunluğu və qazma məhlulunun çıxarılması zamanı effektivliyi ilə müəyyən edilir. Məqalədə aparıcı neft şirkətləri tərəfindən qəbul edilmiş çox mühüm postulatlar verilmişdir. Aşağıdakı tərkibli bufer mayesinin yeni və çox münasib tərkibi təklif edilmişdir: «wash» - FLS - 4%, dizel yanacağı - 2%, su - 9%; «space» - karboksimetilselüloz (CMC) - 0,5%, sıxlığı 1030 kq / m3 olan bentonit məhlulu - 99,5%. Lazım gələrsə, bufer mayeləri quyudakı qazma və sement şlamlarının sıxlıqları arasında orta sıxlığa qədər ağırlaşa bilər məsələn, baritlə.

Açar sözlər: bufer mayesi; qazma məhlulu ; sement məhlulu ; turbulent axın; hərəkət rejimi; gil qabığı; mərkəzləşdirici; qoruyucu kəmər.