



УДК 622.24.063

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК К БУРОВОМУ РАСТВОРУ НА НАБУХАЕМОСТЬ И ВОДОУТРАТУ



EXPERIMENTAL STUDY OF THE IMPACT OF ADDITIVES IN THE DRILLING MUD ON SWELL ABILITY AND WATER LOSS

Новрузова С.Г.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
Sudaba.novruzova@mail.ru

Агабейли А.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы загрязнения продуктивного пласта буровым раствором при бурении. Было исследовано влияние различных добавок на качество бурового раствора. Были проведены эксперименты с четырьмя образцами различных буровых растворов и двумя типами воды – пресной и морской. Исследовалось влияние добавок на увеличение объемов образцов и на объем фильтрата образцов бурового раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, набухаемость, водоотдача, загрязнение пласта, добавки.

Novruzova S.H.

Azerbaijan State Oil and Industry University
Sudaba.novruzova@mail.ru

Agabeyli A.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. The article considers the problems of contamination of the reservoir by drilling fluid during drilling. The effect of various additives on the quality of the drilling fluid has been investigated. Experiments were conducted with 4 samples of various drilling fluids and two types of water – fresh and marine. The effect of additives on the increase in sample volumes and on the filtrate volume of drilling fluid samples was investigated.

Keywords: drilling mud, swelling ability, water loss, formation pollution, additives.

Введение

В процессе бурения продуктивных скважин существенным показателем, который оценивает качество предыдущих операций, будет экономически эффективный дебит [1].

Поэтому необходимо специальное внимание уделять качественному бурению продуктивных пластов. Невозможно не загрязнить пласт буровым раствором (твердыми частицами или фильтратом), что уменьшит проницаемость пород, а это приведет к уменьшению дебита [2].

Материалы и методы

Загрязнение пор происходит при попадании в поры твердых глинистых частиц раствора; диспергировании глин пласта во время контакта с фильтратом бурового раствора; возникновении осадка и т.д.

При бурении необходимо хорошо герметизировать ствол скважины, чтобы свести к минимуму проникновение буровых растворов в продуктивный резервуар из-за условий избыточного давления [3].

Для того, чтобы получить ограничение проникновения фильтрата буровых растворов в пласт используют различные компоненты в буровом растворе (глины, наполнители и материалы) для образования качественной фильтрационной корки с низкой фильтрацией на стенке ствола скважины, и тем самым снизить загрязнение продуктивного пласта [4, 5].

Для того чтобы оценить влияние компонентов на качество бурового раствора, требуется провести ряд экспериментов с 4 образцами различных буровых растворов и двумя типами воды – пресной и морской.

Использовали следующие материалы:

- бентонит: глинистый минерал монтмориллонит, который используется в качестве добавки загущения, а также для уменьшения потери жидкости;
- барит: плотный минерал сульфата используется для добавления веса к буровому раствору;
- хлорид калия (KCl): белая кристаллическая соль щелочного металла калия;
- гликоль: жидкий вязкий раствор и растворим в воде при низких температурах, принадлежит к серии спирта. Он используется в качестве эффективных ингибиторов сланцев и улучшает смазывающую способность.
- карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ): используется в основном в качестве добавки при потере жидкости. Это также дает более высокие кажущиеся вязкости при низких скоростях сдвига.
- крахмал: добавка, используемая для контроля потери жидкости в водных растворах.



В первом эксперименте определяли способность к набуханию образцов раствора. Мерные цилиндры заполнили водой до отметки 100 мл и 3 г каждого из образцов отвешивали с помощью электронного взвешивания, и частями помещали в каждый из мерных цилиндров с водой и оставляли ждать опускания образца на дно. Вслед за этим оставили стоять в течение 24 часов, и после этого, измерили объем набухшего бурового раствора.

В результате наблюдалось набухание всех образцов, но в разных объемах. Все данные измерений были занесены в таблицу 1.

Эти данные были показаны на рисунке 1 (первые цилиндры для каждого образца).

Таблица 1 – Набухание образца бурового раствора

Образцы	Масса (г)	Объем воды (мл)	Время ожидания (час)	Объем образца (мл)
1	3	100	24	62.3
2	3	100	24	66.5
3	3	100	24	60.8
4	3	100	24	39

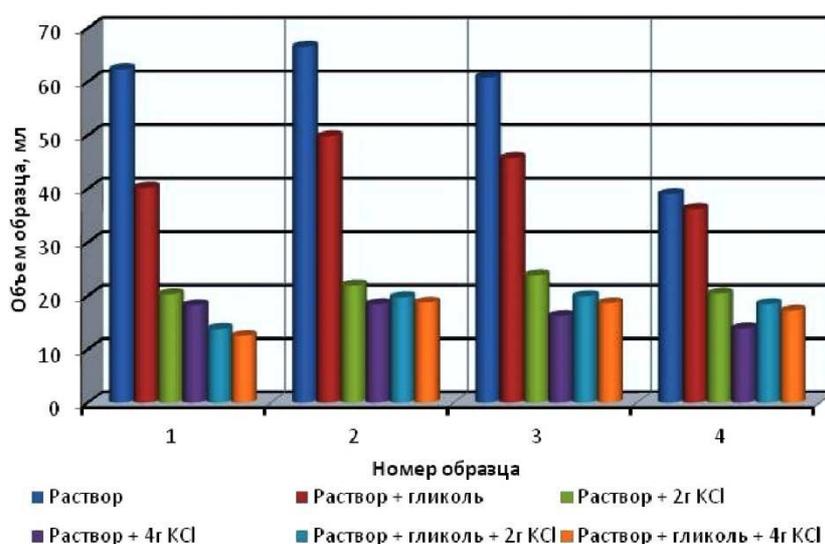


Рисунок 1 – Увеличение объема образца бурового раствора

Чтобы проверить свойства некоторых добавок, которые могут препятствовать набуханию, провели еще один эксперимент.

Взвесили опять 3 г каждого из образцов бурового раствора. В мерные цилиндры была налита вода до отметки 100 мл. В первом случае использовали мл гликоля; во втором – 2 г хлорида калия; в третьем опыте-увеличенную до 4г массу хлорида калия; в четвертом опыте применили комбинацию двух компонентов – 2 г KCl и мл этиленгликоля; в пятом опыте смешивали с водой 4 г KCl и 5 мл этиленгликоля.

Каждый компонент отмеряли и выливали в каждый цилиндр с водой и энергично перемешивали до получения гомогенного раствора. 3г каждого образца бурового раствора по частям выливали в каждый из мерных цилиндров. Смеси оставляли стоять в течение 24 часов. Затем замеряли уровни каждого образца в мерных цилиндрах. Эти данные были записаны в таблицу 2 и показаны на рисунке 1.

Таблица 2 – Влияние добавок на увеличение объема образца

Образцы	Гликоль	2 г хлорида калия	4 г хлорида калия	Гликоль и 2 г хлорида калия	Гликоль и 4 г хлорида калия	Время (час)
	Объем образца, мл					
1	40,2	20,3	18,2	13,8	12,5	24
2	49,8	21,9	18,4	19,7	18,7	24
3	45,7	23,8	16,2	19,9	18,6	24
4	36,2	20,4	13,9	18,4	17,2	24

Гликоли сильно адсорбируются глиной, и вода перемещается от поверхности глины с образованием упорядоченных гликолевых структур. KCl играет активную роль в механизме ингибирования.



Характер этих структур и их стабильность в водных растворах контролируются наличием или отсутствием катионов калия. В пористой, проницаемой формации, гидростатическое давление сжимает жидкую часть бурового раствора, заставляя ее входить в пласт. Твердая часть, как осадок на фильтре остается на стенках скважины как корка и должен иметь свойства достаточно хорошие, чтобы уменьшить потерю жидкости. Тонкая фильтрационная корка и небольшая фильтрация наиболее целесообразна, так как меньше загрязняют пласт.

Для того, чтобы определить степень потери жидкости с использованием различных добавок провели эксперименты с образцами растворов в пресной и морской воде. 3 г каждого из 4 образцов бурового раствора взвешивали и выливали в емкость со 100 мл пресной воды и перемешивали без каких-либо добавок. Затем добавляли 0,2 г каждой добавки к каждому из образцов раствора. Затем 50 мл растворов помещали в прибор и измеряли объем фильтрата.

Результаты экспериментов записывали в таблицу 3 и построили диаграмму на рисунке 2.

Таблица 3 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (вода пресная)

Добавки	Объем фильтрата, мл			
	1	2	3	4
Крахмал	31,1	42,3	42,1	40,3
КМЦ	25,5	26	27,5	27,2
Бентонит	45,5	36,2	42,9	36,4

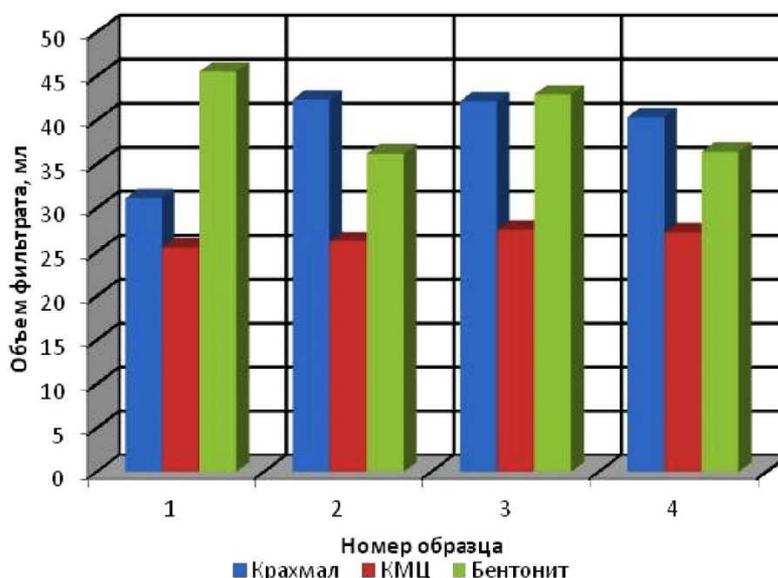


Рисунок 2 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (пресная вода)

С морской водой буровой раствор не смешивали, так как он немедленно оседает. 5 грамм каждого образца бурового раствора смешивали со 100 мл пресной воды с температурой 40 °С и оставляли ждать в течение 6 часов, чтобы предварительно гидратировать образцы.

Затем 50 мл морской воды и 0,3 г кальцинированной соды выливали и осторожно перемешивали. 0,3 г каждой из добавок смешивали с морской водой и раствором соды. По истечении 6 часов, смесь бурового раствора добавляли к полученному раствору (морская вода, кальцинированная сода и добавки) и тщательно перемешивали.

Затем 50 мл растворов помещали в прибор и измеряли объем фильтрата.

Результаты экспериментов записывали в таблицу 4 и построили диаграмму на рисунке 3.

Таблица 4 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (вода морская)

Добавки	Объем фильтрата, мл			
	1	2	3	4
Крахмал	31.1	42.3	42.1	40.3
КМЦ	25.5	26	27.5	27.2
Бентонит	45.5	36.2	42.9	36.4

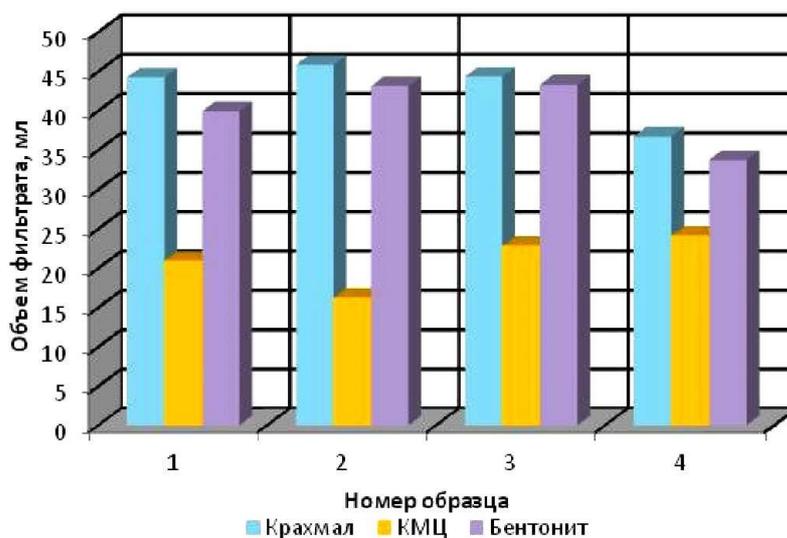


Рисунок 3 – Влияние добавок на объем фильтрата образца бурового раствора (морская вода)

Выводы

Наилучшим компонентом для уменьшения набухания определен этиленгликоль. Загрязнение пласта сократится, если его правильно использовать. Он подавит набухание глинистых частиц в растворе и в пласте, и уменьшит толщину гидратной оболочки на стенках каналов пласта вследствие адсорбции на них молекул гликоля.

КМЦ это полимер, который повышает вязкость, а также при более высоких концентрациях, он усиливает снижение потерь жидкости и создает фильтрационные корки с желаемыми характеристиками.

Литература

1. Акбулатов Т.С. Влияние загрязнения околоскважинных зон пласта на дебит горизонтальной скважины // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 4. – С. 62–64.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Грошева Т.В., Рожкова О.В. Современные составы буровых промывочных жидкостей. – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. – 157 с.
3. Измуханбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О. Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения : учебник. – Уфа : УГНТУ, 2004.
4. Ружников А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2014. – № 2. – С. 41–44.
5. Fink J. Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // Gulf Professional Publishing. – 2011. – P. 808.

References

1. Akbulatov T.S. Pollution influence of the near-well zones formation on the horizontal well flow rate // Neftegaz territory. – 2015. – № 4. – P. 62–64.
2. Ovchinnikov V.P., Aksanova N.A., Grosheva T.V., Rozhkova O.V. Modern compositions of drilling flushing liquids. – Tyumen State Oil and Gas University, 2013. – 157 p.
3. Izmukhanbetov B.S., Agzhamov F.A., Akbulatov T.O. Productive formation damage in the process of well installation, prevention and elimination methods : textbook. – Ufa : USTU, 2004.
4. Ruzhnikov A.G. Selection of methods for measuring water discharge during drilling of lithified shale formations // Vestnik Severny (Arctic) Federal University. Series: Natural sciences. – 2014. – № 2. – P. 41–44.
5. Fink J. Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids // Gulf Professional Publishing. – 2011. – P. 808.