

ГОРНОЕ ДЕЛО И ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.2

ВЫСОКОИНГИБИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР

© 2006 г. *А.Я. Третьяк, Ю.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко*

Успешное бурение глубоких скважин с интервалами пластичных глин определяется составом и свойствами бурового раствора, применяемого для промывки. Состав и свойства бурового раствора обуславливают устойчивость стенок скважины, слагающих открытый ствол.

Производственный опыт при бурении пластичных глин на Прибрежной площади Краснодарского края показывает, что до настоящего времени не разработан оптимальный состав бурового раствора для проходки скважин, особенно наклонно-направленных. Большое количество в общем балансе времени затрачивается на борьбу с геологическими осложнениями (образование осыпей, обвалов, желобов, течение пластичных глин, сальникообразование, прихваты). Применение безглинистых полимерных ингибированных буровых растворов не дает положительных результатов для сдерживания процесса разупрочнения пластичных глин. На Прибрежной площади используется ингибированный буровой раствор, однако течение глин не преодолено.

Подбор рецептуры бурового раствора представляет собой сложную и до настоящего времени не имеющую удовлетворительного решения задачу. Трудности решения этой задачи объясняются ее многофакторностью. В связи с этим на практике весьма приблизительно, на базе предшествующего опыта и проверочных экспериментов, устанавливают рецептурный состав, который постоянно совершенствуется применительно к конкретным условиям методом проб и ошибок до тех пор, пока скважину не удастся пробурить без существенных осложнений.

Одним из условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимального показателя фильтрации и увеличения ингибирующей способности раствора. Решение этой задачи достигается вводом специальных химических реагентов-ингибиторов.

Выполненные лабораторные исследования позволили создать принципиально новый высокоингибированный раствор с улучшенными фильтрационными свойствами. В лабораторных условиях изучена технологическая возможность использования раствора для бурения пластичных глин, определено оптимальное

процентное содержание реагентов, входящих в его состав, при котором обеспечиваются необходимые фильтрационные и структурно-механические свойства раствора.

Улучшение качества раствора возможно путем повышения его крепящего действия, чему способствует введение в раствор нескольких реагентов-ингибиторов набухания глин, т.е. используется явление синергизма ингибированных буровых растворов. Было установлено, что основную роль в интенсификации процесса формирования глин играет не исходная влажность, а насыщение фильтрата бурового раствора под действием регрессии на пласт.

Поглощение фильтрата бурового раствора под действием регрессии на пласт происходит не столько вследствие перепада давления в системе скважина–пласт, сколько в результате физико-химического воздействия, развивающегося в самой глинистой породе. Наиболее оптимальным, с точки зрения устойчивости стенок скважины, являются случаи, когда в системе скважина–пласт устанавливается осмотическое равновесие, либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то что в случае действия осмоса из пласта в скважину происходит изменение показателей бурового раствора, гораздо легче поддерживать их в заданных пределах, чем бороться с осложнениями ствола скважины. Следовательно, устойчивость глин будет зависеть от правильно выбранных химреагентов и, в первую очередь, от ингибирующего раствора.

Высокоингибированный буровой раствор предназначен для бурения нефтегазовых скважин, представляющих мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию, в том числе с изменением целостности ствола скважины, особенно в наклонном интервале. Применение раствора способствует предупреждению прихвата- и сальникообразования, уменьшению образования желобов, улучшению крепящих свойств раствора (таблица).

Глинистая суспензия готовится с помощью имеющегося на буровой оборудования. Концентрация глинистой суспензии в каждом конкретном случае выбирается в зависимости от сорта и качества применяемого глинопорошка.

Таблица

Технологические параметры бурового раствора

Параметры бурового раствора							Реологические свойства		Содержание			Удельное электрическое сопротивление
Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа, через		Корка, мм	рН	Пластическая вязкость, мПа*с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	коллоидной фазы	песка	твердой фазы	
			1	10					Об. %	Вес. %	Ом·м	
			мин									
1180	30–40	3,5–4,0	5–20	20–40	1,0–1,5	8,5–9,5	20	60	3,0	1	24,8	1,7
1260	35–40	3,5–4,0	5–25	20–50	1,0–1,5	8,5–9,5	30	70	3,0	1	34	1,7
1440	40–50	3,5–4,0	5–30	20–60	1,0–1,5	8,5–9,5	40	85	2,9	1	50	1,7
1540	40–50	3,5–4,0	5–30	20–65	1,0–1,5	8,5–9,5	45	90	2,7	1	57,0	1,7
1640	40–50	3,5–4,0	5–30	20–65	1,0–1,5	8,5–9,5	45	90	2,62	1	63,4	1,7
1750	40–50	3,5–4,0	5–35	20–70	1,0–1,5	8,5–9,5	50	100	2,4	1	70	1,7
1870	40–55	3,5–4,0	5–40	20–80	1,0–1,5	8,5–9,5	50	120	2,4	1	76	1,7
1980	40–60	2,5–3,0	5–45	20–95	1,0–1,5	8,5–9,5	65	135	2,2	1	80,4	1,7
2130	40–60	2,5–3,0	5–50	20–100	1,0–1,5	8,5–9,5	70	140	2,0	1	86	2,0

Буровой раствор можно готовить на основе естественной глинистой суспензии, наработанной в процессе разбуривания глинистых отложений на технической воде или из ранее применяемого глинистого раствора, предварительно необходимо довести концентрацию глины до нужной величины путем разбавления водой или добавлением глинопорошка. Вначале приготовления глинистая суспензия обрабатывается:

- понизителем фильтрации (0,1 – 0,3 % к объему на товарный продукт) в виде водного раствора;
- модифицирующей добавкой (0,5 – 2,0 % к объему на товарный продукт);
- гидрофобизирующей добавкой (0,2 – 0,4 % к объему на товарный продукт) в виде 10 %-го водного раствора.
- хлористый калий – 1 – 3 %;
- бишофит – 1 – 4 %.

Анализ технологических параметров промывочной жидкости осуществляется по стандартным методам на приборах в соответствии с РД 39-2-649-81. Смазочные свойства оцениваются величиной сдвига фильтрационной корки (КСК) в соответствии с РТМ 41 УССР 10-77. Ингибирующие свойства определяют-

ся по методике скорости увлажнения специально приготовленных глинистых образцов ($P_{0.1}$, % /ч) в соответствии с РД 39-2-813-82. Реологические характеристики бурового раствора (PV , мПа·с; t , дПа) на ротационном вискозиметре ВСН-3.

Применяемые для ингибирования реагенты позволяют осуществлять управляющую коагуляцию, поддерживать показатель рН среды в требуемых пределах, регулировать структурно-реологические, фильтрационные показатели и оптимальный уровень лиофильности.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок происходит физико-химическое взаимодействие глины и катиона, который замещает свободные отрицательно заряженные участки в кристаллической решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катионов ингибирующего реагента снижает набухаемость глин, повышает устойчивость к увлажнению.

Одним из основных условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимально возможного показателя фильтрации до

2–4 см³/30 мин. Это условие выполняется с помощью ПАЦ 85/700.

Выполненные лабораторные исследования позволили установить, что применение пяти именно таких ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта.

Преимущество раствора разработанной рецептуры заключается в том, что в результате взаимодействия его с исследуемыми глинами концентрация ионов K⁺ возрастает от 800 до 1200 мг/л. Это свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину при сравнительно невысоком значении изотонического коэффициента $\kappa_{иср}=1,31$.

Наличие в растворе ионов калия и магния способствует росту изотонического коэффициента до 4,7. Таким образом происходит увеличение количества осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита.

Предлагаемый раствор готовится непосредственно в полевых условиях. Все необходимые химреагенты предварительно завозятся на буровую. В начале приготавливается глинистая суспензия, которая обрабатывается понизителем фильтрации. Все остальные химреагенты вводятся в растворенном виде в желобную систему непосредственно по циклу как отдельно, так и совместно. По мере обогащения бурового раствора выбуренной породой производят обработку его

фосфоновыми комплексонами в виде водного раствора. Конкретная величина обработок определяется непосредственно на буровой путем лабораторного анализа исходя из параметров промывочной жидкости, требований ГТН к буровому раствору и типа применяемых реагентов. Для обеспечения качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы необходимо применять четырехступенчатую систему очистки с наличием центрифуги. Определение реологических характеристик бурового раствора осуществляется по стандартным методам на приборах. Буровой раствор необходимо обрабатывать рекомендуемыми химреагентами после 3 – 4-ступенчатой очистки.

Технологические параметры бурового раствора представлены в таблице.

Выводы

1. Применение этого раствора позволяет успешно сооружать скважины глубиной до 3000 м на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинистыми отложениями.

2. Подана заявка на изобретение по составу раствора для бурения нефтегазовых скважин в сложных условиях.