

Ингибированные буровые растворы на основе ОМС

Л.А. БЕЛЯЕВА, Л.М. ТОЛКАЧЕВА

При бурении глинистых отложений особенно важно правильно выбрать тип бурового раствора. Для безаварийного бурения с сохранением устойчивости стенок скважины необходимо использовать ингибирующие буровые растворы. Они способны повышать устойчивость глинистых пород, слагающих стенки скважин, предупреждать диспергирование и переход выбуренных глин в состав бурового раствора, иметь повышенную глиноёмкость, снизить осложнённость при бурении и его стоимость. Этим требованиям отвечают предложенные модифицированные ингибирующие буровые растворы на основе ОМС с использованием в качестве ингибитора КСl и КОН.

Ключевые слова: буровой раствор, ингибиторы, сапропель, ОМС, надсолевые отложения.

When drilling clay deposits it is especially important to choose the type of boring solution correctly. For accident-free drilling with preservation of stability of walls of a well it is necessary to use inhibiting boring solutions. They are capable to increase stability of the clay breeds composing walls of wells, to prevent dispersing and transition of drilled clays to composition of drilling solution, to have the raised clay capacity, to lower complications when drilling and its cost. The offered modified inhibiting drilling solutions on the basis of organo-mineral materials using KCl and KOH as inhibitor meet these requirements.

Keywords: drilling solution, inhibitors, sapropel, organo-mineral materials, oversaline deposits.

Введение. В настоящее время рост технико-экономических показателей бурения в значительной степени зависит от качества буровых растворов, а также эффективности техники и технологии их приготовления, обработки и очистки. От качества буровых растворов и их соответствия геологическим условиям зависит скорость бурения, устойчивость приствольной зоны скважины, возможность предотвращения осложнений и аварий, эффективность вскрытия продуктивных пластов, работоспособность и износостойкость бурового оборудования и инструмента, успешность цементирования и, в конечном счете, стоимость строительства скважины.

В процессе углубления качество бурового раствора может изменяться. Для безопасного бурения глинистых пород необходимо уделять большое внимание процессу взаимодействия фильтра бурового раствора с неустойчивыми глинистыми породами. При повышении фильтрации раствора происходит быстрое увлажнение и набухание глинистых пород. Раствор легко обогащается глинистой фазой, что ведет к ухудшению основных показателей бурового раствора – резкому повышению вязкости, статического напряжения сдвига и сохранению твердой фазы. Разбавление раствора водой до необходимых параметров является неэффективным, т.к. приводит к увеличению его объема и дополнительному расходу реагентов-стабилизаторов. Такая технология не способствует увеличению скорости бурения, хорошему состоянию ствола скважины.

Для успешного решения задач, поставленных перед бурением скважин в интервалах залегания глинистых пород, необходимо подобрать и отработать рецептуры модифицированных буровых растворов. Одним из путей модифицирования буровых растворов является подбор и ввод в них материалов, способных предотвращать гидратацию глин. Такие материалы называются ингибиторами, а буровые растворы, содержащие материалы-ингибиторы, получили название ингибирующих.

Ингибирующие растворы обладают следующими отличительными признаками:

- способностью повышать устойчивость глинистых пород, слагающих стенки скважин;
- способностью предупреждать самозамес, т.е. диспергирование и переход в состав бурового раствора выбуренных глинистых пород;
- меньшей чувствительностью к действию электролитов;
- повышенной глиноёмкостью.

Исследования, проведенные многими учеными [1]–[3], показали, что наиболее эффективное изменение минералогической характеристики глин происходит при взаимодействии их с растворами солей калия, катионы которого наиболее прочно (по сравнению с другими катионами) удерживаются глинистыми минералами и могут считаться почти необменными, если они вошли в межпакетные пустоты в кристаллах монтмориллонита. Ввиду того, что ионы калия являются не гидратирующими катионами, вода не проникает между элементарными пакетами глинистых минералов, вследствие чего не происходит внутривещного набухания.

Обычно сравнительная оценка ингибирования ведется по наличию или отсутствию наработки раствора, сальникообразования, затрудненной проходимости бурового инструмента из-за осыпей и обвалов, прихватов бурильных колонн и др.

Промышленные испытания и внедрение ингибирующих растворов (калиевые растворы, калиевые растворы с известью, с силикатами калия и др.) проводились при бурении скважин в Поволжье, Прикаспийской впадине, Казахстане, Индии и т.д. Во всех случаях было отмечено резкое уменьшение осложнений и кавернообразований из-за осыпей и обвалов глин [1].

Очевидно, что использование этих систем в целом позволит для каждого конкретного геологического условия разработать оптимальные программы бурения (включающие плотность, состав и свойства бурового раствора). Несомненно, такие программы обусловят нормальное, без осложнений, углубление скважин с повышенными технико-экономическими показателями.

Цель работы: отработка рецептур модифицированных ингибирующих буровых растворов для бурения глинистых пород при строительстве скважин в РУП «ПО «Белоруснефть»».

Объект и методы исследования. Объектом исследований являются растворы, приготовленные из сапропелей и глинопорошков, модифицирование их с целью повышения ингибирующих свойств и применение при бурении глинистых отложений скважин:

№ 273 «Осташковичской» – в интервале 0–531 метров;

№ 284 «Речицкой» – в интервале 191–930 метров;

№ 102 «В-Первомайской» – в интервале 0–1085 метров;

№ 247 «Осташковичской» – в интервале 199–765 метров;

№ 168 «Ю-Сосновской» – в интервале 0–1240 метров.

Состояние бурового раствора в процессе бурения скважин оценивается по его показателям. Суть контроля сводится к отбору проб раствора и определению их показателей.

Перед отбором проб из емкостей, в которых хранится буровой раствор, содержимое перемешивают с помощью насосов, пока весь объем не станет однородным. Перед замером параметров пробы необходимо интенсивно перемешать раствор на мешалке 15 мин.

Для определения параметров бурового раствора использовались следующие средства и методы [4]:

1) определение плотности бурового раствора: весы рычажные (плотномер ВРП-1); ареометр АГ-3 ПП; пикнометр;

2) определение условной вязкости: вискозиметр ВБР;

3) определение статистического напряжения сдвига: прибор СНС-3; ротационный вискозиметр ВСН-3;

4) определение фильтрации: прибор ВМ-6; фильтр-пресс ФПР-1; прибор ВГ-1М;

5) определение толщины фильтрационной корки: прибор Вика;

6) определение концентрации водородных ионов (рН): универсальный иономер ЭВ-74; индикаторная бумага;

7) определение температуры: термометр ТБР;

8) определение посторонних твердых примесей: металлический отстойник ОМ-2.

Результаты и их обсуждение. С использованием теоретических выводов для снижения осложнений при бурении в надсолевых отложениях, на базе лаборатории промысловых жидкостей БелНИПИнефть проведен большой комплекс исследований по повышению ингибирующих свойств буровых растворов на основе сапропелей (ОМС) [5].

ОМС – это природный материал, в котором сбалансировано столько органических и минеральных составляющих, что при модификации получают суспензии, отвечающие требованиям

бурения. Органическая составляющая ОМС, в которую входят биологические субстанции, обеспечивает устойчивую модификацию и в присутствии солей. Это дает возможность использовать раствор на основе ОМС не только при бурении надсолевых отложений, но и при бурении всего ствола скважины и вскрытии продуктивного горизонта.

Впервые буровые растворы на основе ОМС были опробованы в Беларуси. Был приготовлен раствор плотностью 1,02-1,03 г/см³, вязкостью 30-40 с, фильтрацией 2-3 см³/30 мин, с использованием которого была успешно пробурена скважина. Стабильность системы предопределила дальнейшее использование бурового раствора на основе ОМС. Опыт его применения позволил сократить затраты на материалы на 25-30% [6].

Для повышения ингибирующих свойств стандартного раствора на основе ОМС использовался реагент хлористый калий. Первоначально определялась оптимальная концентрация хлористого калия, влияние его на основные параметры раствора и отработывались варианты ввода реагента. Хлористый калий вводился в раствор как в кристаллическом виде, так и в виде рассола плотностью 1,16 г/см. В растворах с повышенной условной вязкостью, при необходимости ее снижения, хлористый калий вводился в виде рассола. Для определения влияния хлористого калия на параметры использовались как модельные (приготовленные в лаборатории), так и растворы со скважины №282 «Речицкая».

Изменение параметров раствора в зависимости от концентрации КСl представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Изменение параметров раствора на основе ОМС при вводе хлористого калия

Состав раствора	Параметры раствора			
	ρ, г/см ³	τ, с	φ, см ³ /30 мин	СНС, дПа
8% раствор на основе ОМС	1,04	25	3,0	0/0
8% раствор на основе ОМС + 3% КСl	1,05	25	4,0	0/6
8% раствор на основе ОМС + 5% КСl	1,06	26	4,0	0/6
8% раствор на основе ОМС + 7% КСl	1,07	26	5,0	0/6
8% раствор на основе ОМС + 10% КСl	1,10	27	6,0	3/7
8% раствор на основе ОМС + 15% КСl	1,12	27	6,0	3/8
15% раствор на основе ОМС +50% р-ра КСl плотн. 1,16 г/см ³ +40% воды	1,09	46	5,0	5/12
15% раствор на основе ОМС +85% р-ра КСl плотн. 1,16 г/см ³ +40% воды	1,08	42	5,0	5/12
15% раствор на основе ОМС+85% воды+7% КСl кристаллического	1,08	45	5,0	6/9
Раствор со скважины № 282 «Речицкая» +7% КСl	1,07	40	6,0	0/9
	1,11	50	7,0	3/9
Раствор со скважины № 282 «Речицкая» +25% р-ра КСl пл. 1,16 г/см ³	1,08	114 40	5,0	43/62
	1,10		8,0	23/37

Как видно из таблицы, хлористый калий можно вводить в раствор на основе ОМС как в жидком, так и в товарном виде. Ввод хлористого калия не оказывает отрицательного влияния на основные параметры раствора, фильтрация держалась в пределах 3-8 см³ /30 мин.

Оценка ингибирующего действия растворов, содержащих различные концентрации КСl, проводилась по изменениям глиноемкости и набухаемости спрессованного глинистого образца в среде исследуемого раствора.

Глиноемкость определяется вводом в исходный раствор сухого глинопорошка при перемешивании и замером условной вязкости. При этом полученные результаты сопоставлены с необработанным раствором. Исследование проводилось с использованием бентонитовой глины.

Результаты исследований глиноемкости ингибирующих растворов на основе ОМС_{KCl} представлены на рисунке 1.

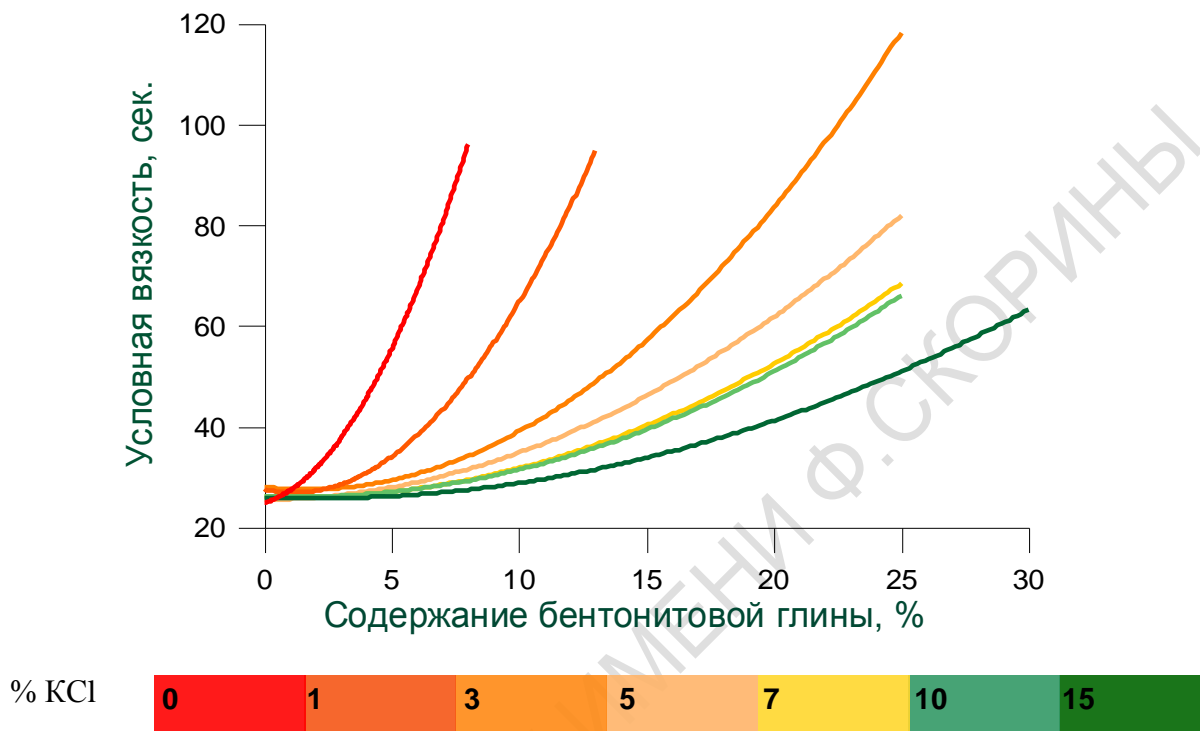


Рисунок 1. Влияние содержания калия на глиноемкость растворов на основе ОМС_{KCl}

Как видно из представленных данных, растворы, обработанные хлористым калием, имеют значительно большую глиноемкость. Ингибирующее действие этих растворов повышается с увеличением концентрации хлористого калия.

Коэффициент набухания определяется на тестере линейного расширения Ofite linear swellmeter согласно руководству по эксплуатации.

На рисунке 2 приведено изменение коэффициента набухания глинопорошка во времени в растворах хлористого калия различных концентраций. Как видно из рисунка, низкие значения коэффициента набухания глинопорошка в 7-15%-ных водных растворах KCl свидетельствуют о высокой ингибирующей способности этих систем.

Результаты лабораторных исследований позволили предложить раствор на основе ОМС, ингибированный реагентом KCl (ОМС_{KCl}), для промышленных испытаний при бурении глинистых надсолевых отложений.

При эксплуатации ингибирующего бурового раствора на основе ОМС_{KCl} необходимо проводить постоянный контроль за содержанием твердой фазы и ионов калия, которое должно поддерживаться в пределах 3-5%. Содержание ионов калия в растворе оценивается по результатам лабораторных анализов согласно «Методике определения ионов K^+ » [4].

Следующим этапом по разработке рецептур модифицированных ингибирующих растворов на основе ОМС было использование в составе раствора гидроксида калия. В отличие от типовой рецептуры раствора на основе ОМС в процессе приготовления раствора для диспергирования сырья вместо гидроксида натрия использовалась гидроксид калия, которая являлась одновременно и источником ионов K^+ .

В данном случае раствор готовился со стандартной вязкостью 25 с. Показатель фильтрации раствора после разбавления водой остается практически без изменения и не требует дообработок.

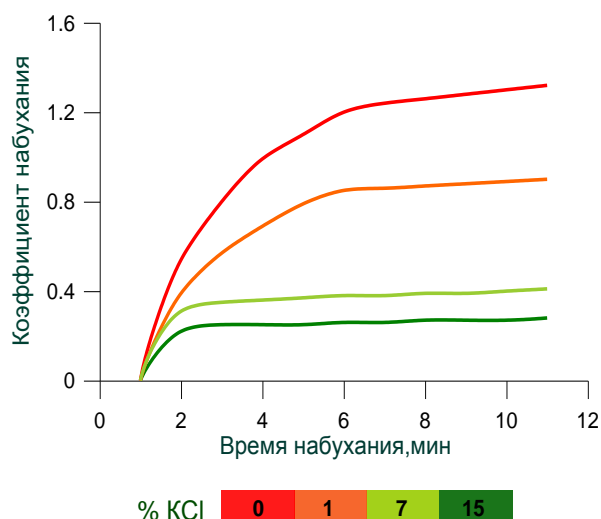


Рисунок 2. Изменение коэффициента набухания глинопорошка во времени

Раствор на основе ОМСкон совместим со всеми используемыми в настоящее время реагентами.

Для определения оптимальной концентрации гидроксида калия органо-минеральное сырье диспергировалось в растворах различных концентраций (от 3% до 6%).

Ингибирующая способность растворов на основе ОМСкон, содержащих различные концентрации ионов калия, оценивалась также по их глиноемкости и набуханию спрессованного глинистого образца в фильтрате бурового раствора. Результаты сопоставлялись с типовым раствором на основе ОМС (диспергированном в 1,5%-ном растворе NaOH).

Глиноемкость растворов на основе ОМСкон в зависимости от технологии приготовления пасты представлена на рисунке 3.

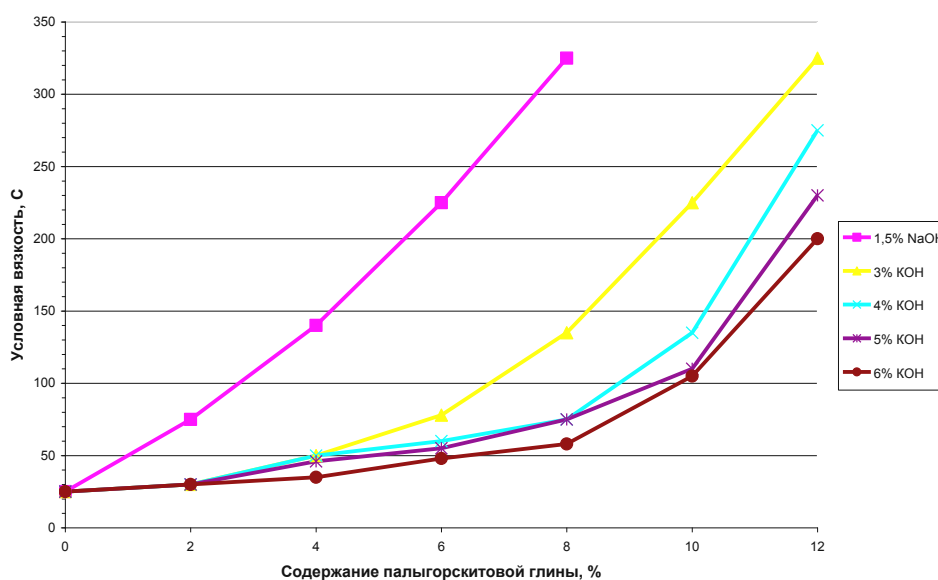


Рисунок 3 – Глиноемкость растворов на основе ОМС в зависимости от технологии приготовления пасты

Как видно из рисунка, растворы на основе ОМСкон имеют более высокую глиноемкость, что свидетельствует о повышенных ингибирующих свойствах раствора.

Определена оптимальная концентрация реагента KOH для диспергирования органо-минерального сырья (4%-ный раствор KOH), при которой обеспечивался удовлетворительный ингибирующий эффект.

Преимущество ингибирующих свойств раствора ОМС_{кон} по отношению к типовому раствору на основе ОМС_{NaOH} наглядно видно при погружении спрессованных образцов глины (в виде таблеток) в фильтраты растворов на основе ОМС_{NaOH} и ОМС_{кон}: наблюдается набухание образца в фильтрате ОМС_{NaOH} до полного поглощения фильтрата, в среде фильтра ОМС_{кон} образец разрушился без резкого набухания.

Ингибирующий раствор на основе ОМС_{кон} был также рекомендован для промышленных испытаний при бурении глинистых надсолевых отложений.

Заключение. При бурении глинистых отложений особенно важно правильно выбрать тип бурового раствора. Для безаварийного бурения с сохранением устойчивости стенок скважины необходимо использовать ингибирующие буровые растворы.

Результаты лабораторных исследований показали, что модифицированные растворы на основе ОМС обладают повышенными ингибирующими свойствами.

Проведенные в РУП «ПО «Белоруснефть»» промышленные испытания при бурении надсолевых отложений модифицированных буровых растворов доказали их высокую ингибирующую способность и подтвердили целесообразность ингибирования глинистых пород при бурении скважин. Модифицированные растворы были испытаны при бурении 5 скважин.

Ингибирующие растворы способствовали предотвращению гидратации глин, тем самым повышалась устойчивость глинистых пород, слагающих стенки скважины. Было также отмечено нормальное, без осложнений, углубление скважины, уменьшение кавернообразования из-за отсутствия осыпей и обвалов. В процессе бурения не наблюдался рост вязкости за счет поступления глинистого шлама в буровой раствор, что способствовало повышению механической скорости бурения. Так, средняя механическая скорость с применением данного типа раствора составила 2,48 м/час, тогда как при бурении других скважин, где применялся глинистый раствор, средняя механическая скорость составила 1,85 м/час. Применение ингибирующих растворов привело к снижению затрат на их приготовление и эксплуатацию по сравнению с типовыми растворами, используемыми при бурении глинистых отложений. Ингибирующие буровые растворы просты в приготовлении и эксплуатации. Использование ингибирующих буровых растворов на основе ОМС при бурении месторождений Беларуси показало их эффективность, перспективность и возможность в полном объеме выполнить геологическое задание.

Литература

1. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М. : Недра, 2000. – 271 с.
2. Калинин, А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин / А.Г. Калинин, Р.А. Ганджумян, А.Г. Мессер; под ред. А.Г. Калинина. – М. : Недра, 2005. – 808 с.
3. Новиков, В.С. Влияние гидротермальных условий на характер взаимодействия катионов калия с глинистой породой / В.С. Новиков, А.Е. Долгих // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – № 7. – С. 15-18.
4. Рязанов, Я.А. Справочник по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – М. : Недра, 1979. – С. 49-61.
5. Шмавонянц, В.Ш. Сапропелевые облегченные буровые и тампонажные растворы. Особенности технологии строительства нефтяных скважин в Белоруссии. Сборник научных трудов / В.Ш. Шмавонянц, И.И. Лиштван, Л.А. Беляева. – Минск : Гостоптехиздат, 1989. – 178 с.
6. Синкевич, Э.С. Новые материалы для буровых растворов, поиск и освоение нефтяных ресурсов РБ / Э.С. Синкевич, Т.М. Толкачёва. – Минск : Изд-во БелНИГРИ, 1999. – С. 280–319.