

Экологически чистое ингибирование набухания глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин

Г.Г. ИШБАЕВ,
д.т.н., профессор,
генеральный директор
ООО НПП «БУРИНТЕХ»

М.А. ТИХОНОВ,
главный инженер
ГФ ООО «РН-Бурение»

М.Р. ДИЛЬМИЕВ,
начальник службы буровых
растворов

А.В. ХРИСТЕНКО,
ведущий инженер
испытательной лаборатории
буровых растворов
ООО НПП «БУРИНТЕХ»
reklama@burintekh.com

Приведен опыт применения органического ингибитора набухания глин БИО ХХ. Реагент может быть использован во всех типах буровых растворов на водной основе.

EXPERIENCE ECOLOGICALLY FRIENDLY INHIBITION OF SWELLING CLAYS IN DRILLING OIL AND GAS WELLS

G. ISHBAEV, Burintekh, **M. TIKHONOV**, GF RN-Drilling, **M. DILMIEV**, **A. KHRISTENKO**, Burintekh

The experience of the use of organic clay swelling inhibitor BIO XX. The reagent can be used in all types of drilling fluids, water-based.

Keywords: clay rocks, the inhibition of swelling, drilling muds

Основным компонентом буровых растворов является глина, а глинистые минералы обладают преимущественно гидрофильной поверхностью и способны к сорбции и ионному обмену. При взаимодействии глин с водой вследствие расклинивающего воздействия гидратных слоев, образовавшихся вокруг частиц при смачивании, происходит увеличение их объема. Наиболее разбухающей кристаллической решеткой обладает монтмориллонит, иллит и хлорит впитывают воду в небольшой степени, а каолинит и вовсе не увеличивается в объеме при контакте с водой.

Ингибирование набухания глин достигается различными путями, но наиболее распространенным является уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса

глин менее гидратирующим. Причинами протекания катионного обмена являются такие процессы, как нарушение связей на краях алюмокремниевых групп и замещение.

На сегодняшний день нет единой теории замещения катионов для глин, и в литературных источниках указывается преимущественно замещающая способность ингибиторов набухания.

Состав обменных катионов в значительной степени влияет на дисперсность глин и изменение коэффициента коллоидальности. Насыщение обменного комплекса Na^+ приводит к самопроизвольному диспергированию глинистых частиц и увеличению содержания коллоидальной фракции с размером частиц менее 1 мкм.

В современной практике бурения часто используются экологически безопасные (IV класс опасности) органические ингибиторы нового поколения на основе аминов.

Достаточно хорошо исследовано влияние в основном неорганических катионов, а действие органических ингибиторов нового поколения на основе аминов на глины изучено недостаточно. Отсутствуют и сведения о комплексном влиянии органических и неорганических катионов.

Органический ингибитор набухания глин БИО ХХ действует по механизму замещения катиона Na^+ на четвертичный атом азота.

Реагент может быть использован во всех типах буровых растворов на водной основе. При использовании не требует какого-либо дополнительного оборудования или специальных мер по обработке раствора и может быть добавлен как непосредственно



Рис. 1. Тестер линейного набухания глины

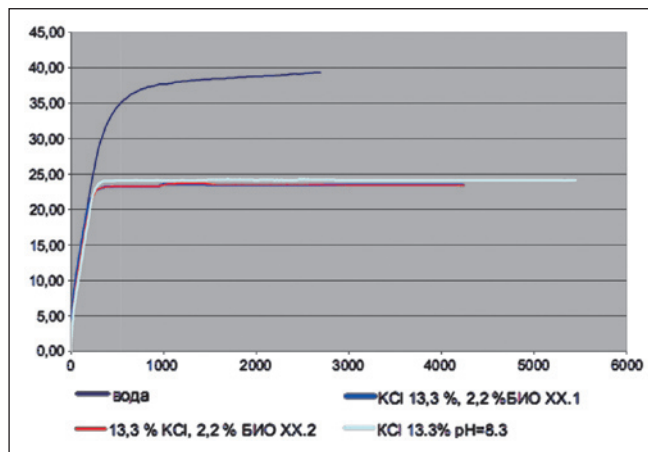


Рис. 2. Набухание глины с разными ингибиторами

венно в емкости при приготовлении раствора, так и через смесительную воронку. Рекомендуемая концентрация БИО ХХ в растворе – от 12 до 24 кг/м³. Оптимальный уровень pH раствора для обеспечения максимальной эффективности БИО ХХ – 8 – 9.

Лабораторные исследования реагента по влиянию на набухание глины (рис. 1) показывают высокий уровень ингибирования глинистых пород. При совместном использовании хлористого калия и органических ингибиторов наблюдается совместное усиливающее действие (рис. 2).

В лаборатории проведены исследования по оценке влияния бурового раствора Поликарб Био, в состав которого добавлено 15 мл/л ингибитора БИО ХХ, на снижение фильтрационных свойств околоствольной зоны продуктивного пласта (рис. 3, 4). Поликарб Био – биополимерный буровой раствор, содержащий крахмал в качестве понизителя показателя фильтрации, фракционный карбонат кальция в качестве коагулянта, хлорид калия и БИО ХХ в качестве неорганического и органического ингибиторов набухания глин.

В эксперименте использовался образец керна, отобранный при бурении скважины №253-Р, куста №253 Еты-Пуровского месторождения (Сортымская свита БП10-1, БП10-3).

По итогам экспериментов, полученные показатели влияния бурового раствора сведены в таблицу.

Восстановление нефтепроницаемости на 95,8% свидетельствует о низком загрязнении ПЗП при воздействии тестируемого бурового промывочного раствора, а следовательно, добавляемый ингибитор БИО ХХ приводит к снижению загрязнения нефтяного пласта.

Реагент прошел промышленные испытания, которые проводились при бурении бокового ствола скважины №1038 куста 104 Ново-Пурпейского месторождения в соответствии с «Программой промывки при бурении бокового горизонтального ствола на скв. №1038 куста 104 Ново-Пурпейского месторождения».

Информация по скважине

Месторождение:	Ново-Пурпейское
Куст:	104
Скважина:	1038
Интервал бурения / проходка:	2220-2527м / 307м
Всего приготовлено раствора:	61 м ³
Всего потерь раствора:	7,3 м ³
Продолжительность использования:	7 суток со дня приготовления; 54 часа механического бурения; 20 часов промывки.

Был приготовлен безглинистый ингибирующий буровой раствор на основе органического ингибитора набухания глин БИО ХХ с добавлением полимеров для буровых растворов и карбоната кальция со следующими свойствами:

Плотность	1070 – 1080 кг/м ³
Вязкость, условная пластическая	32 – 49 сек. 14 – 21 мПа*с
Напряжение сдвига, динамическое статическое 10 сек. статическое 10 мин.	130 – 135 дПа 19 – 24 дПа 34 – 39 дПа
Показатель фильтрации	7 – 6 см ³ /30 мин.
Показатель pH	9,5 ед.

В процессе бурения пилотного участка бокового горизонтального ствола на поддержание ингибирующих свойств бурового раствора было израсходовано 1260 л реагента БИО ХХ (22,5 л на 1 м³ бурового раствора).

Эффективность работы реагента БИО ХХ оценивалась по изменению содержания коллоидной фазы в буровом растворе, оцениваемом тестом «МВТ».

В результате испытаний было отмечено:

Приготовленный ингибирующий буровой раствор для бурения боковых стволов на основе органического ингибитора БИО ХХ полностью соответствует предъявляемым к нему требованиям и прошел испытания.

Буровой раствор с органическим ингибитором БИО ХХ в составе показывает лучшую стабильность и устойчивость к наработке твердой фазы.

Табл. Влияние бурового раствора с органическим ингибитором на пласт

Образец керна	k ¹ _{неф.} , мД	k ² _{кольм.} , мД	β, %	L _{фильтр.} , мм	P _{отрыва} , psi / атм
k _{абс.} = 430 мД	276	264,4	95,8	242	34,7 / 2,4

Примечание:

k¹_{неф.} – начальная нефтепроницаемость образца керна (с начальной остаточной водонасыщенностью);

k²_{кольм.} – нефтепроницаемость образца керна сразу после воздействия бурового раствора;

β – восстановление нефтепроницаемости после воздействия бурового раствора по отношению к нефтепроницаемости пласта до воздействия;

L_{фильтр.} – глубина проникновения филтраты раствора (от стенки скважины) за 16 часов репрессии на пласт, рассчитанная для бурения долотом d=215,9 мм;

P_{отрыва} – давление инициации вызова притока нефти после воздействия бурового раствора.

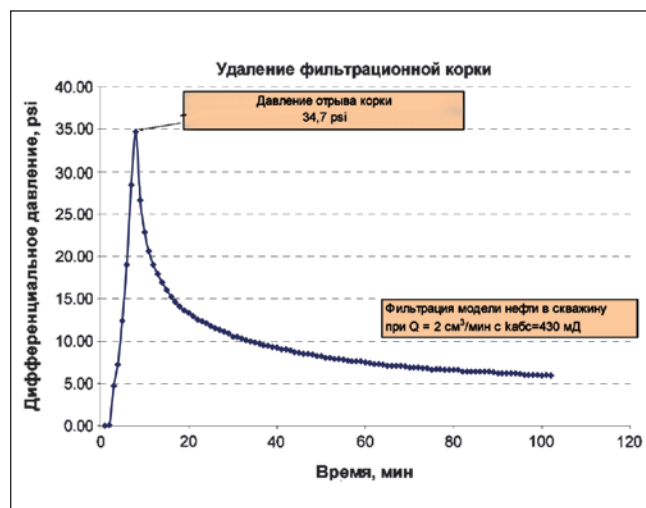


Рис. 3. Удаление фильтрационной корки при вызове притока нефти



Рис. 4. Влияние бурового раствора на проницаемость по нефти призабойной зоны пласта

Обеспечивается стабильность бурового раствора по реологическим и фильтрационным показателям, значительно уменьшается наработка твердой фазы в буровой раствор. При бурении скважины наблюдалось снижение показателя MBT раствора в 1,5 – 2 раза в сравнении с показателями растворов на основе неорганических ингибиторов, используемых на аналогичных скважинах (рис. 5).

Промывка скважины производилась без включения центрифуги и без разбавления бурового раствора. Работы двух ступеней очистки было достаточно для поддержания требуемого удельного веса промывочной жидкости. Ранее при ЗБС в аналогичных условиях бурение производилось при постоянно работающей центрифуге.

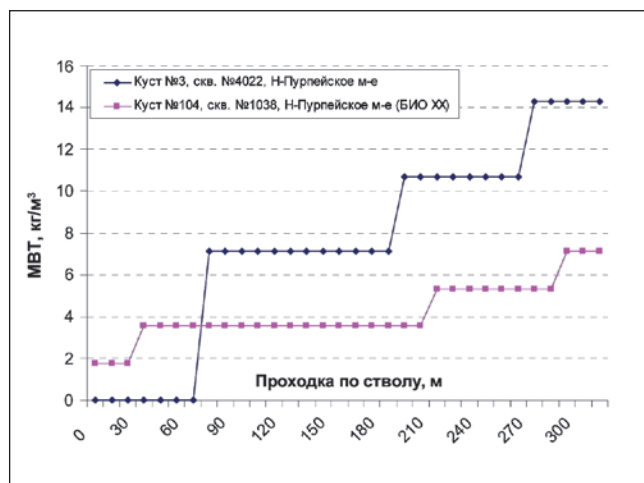


Рис. 5. Снижение наработки глины при добавлении ингибитора БИО XX

Механическое бурение проходило без «подвисания» бурильной колонны, все проводимые СПО – без посадок и затяжек. Также отмечено снижение объема бурового раствора, потребовавшегося для бурения интервала по сравнению с пробуренными ранее скважинами.

Помимо ингибирования глин и глинистых сланцев реагент помогает улучшить устойчивость стенок скважины, снизить вероятность образования сальников, улучшить эффективность работы оборудования по очистке раствора.

Ключевые слова: глинистые породы, ингибирование набухания, буровые растворы

научно-производственное предприятие

БУРИНТЕХ

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ

корпус долота изготовлен из твердого спеченного сплава, позволяющийкратно повысить эрозивную стойкость корпуса, возможность его многократного использования. режущая структура долота снижает риск падения механической скорости при чередовании пород.

zoom 100%

- КОЛИЧЕСТВО ЛОПАСТЕЙ 6
- рdc резцынаивысшей износостойкости
- СТЕННЫЕ НАСАДКИ
- КОРПУС ИЗ ТВЕРДОГО СПЛАВА (МАТРИЧНЫЙ)
- ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНАЯ РЕЗЬБА 3-117

породоразрушающий рdc-инструмент
 фрезерный инструмент
 ясы, керноотборные снаряды
 интегрированный сервис

450029, Россия, Республика Башкортостан,
 г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1
 Тел.: (347) 260-87-90, факс: (347) 291-25-33

www.burintekh.com