

РЕЗУЛЬТАТ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСНОЙ ДОБАВКИ

Антонов Виталий Владимирович

магистрант Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Кривовязов Сергей Александрович

магистрант Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Кулябин Геннадий Андреевич

научный руководитель, д-р техн. наук, профессор Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

The result of the study of the stability of nonionic surfactants for the development of complex supplements

Vitaly Antonov

Undergraduate Tyumen industrial University, Russia, Tyumen

Sergey Krivomazov

Undergraduate Tyumen industrial University, Russia, Tyumen

Kulyabin Gennady Andreevich

doctor of technical Sciences, Professor Tyumen industrial University, Russia, Tyumen

Аннотация: В работе рассмотрена методика определения ингибирующей способности бурового раствора. Проведен ряд экспериментов при выборе НПАВ способные гидрофобизировать поверхность буровой колонны и КНБК. Разработанная добавка должна покрывать гидрофильную поверхность глинистых частиц, стенок скважины и металла и обеспечивать образования на ней пленки неполярных жидкостей.

Abstract: The paper discusses the method for determining the inhibitory ability of the drilling fluid. A number of experiments have been carried out in selecting nonionic surfactants capable of waterproofing the surface of the drill string and the BHA. The developed additive should cover the hydrophilic surface of the clay particles, the walls of the well and the metal and ensure the formation of a film of non-polar liquids on it.

Ключевые слова: эмульгатор, неионогенные поверхностно-активные вещества, эмульсия, эфиры жирных кислот, комплексная добавка.

Keywords: emulsifier, non-ionic surfactants, emulsion, fatty acid esters, complex additive.

Эмульгаторы представляют собой химические соединения, способные концентрироваться на границах различных фаз и снижать поверхностное натяжение [5, с. 664]. В качестве эмульгатора предполагается использование неионогенных поверхностно-активных веществ, которые не диссоциируются в буровых растворах на водной основе на ионы и при смешивании с пластовой водой не влияют на проницаемость призабойной зоны пласта [3, с. 312].

Неионогенные поверхностно-активные вещества снижают поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела сред. Даже малые добавки неионогенных поверхностно-активных веществ резко изменяют условия молекулярного взаимодействия. Поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхности бурильного инструмента и глинистых частиц, обволакивая их [4, с. 24].

В качестве объектов исследования были выбраны этоксилаты натуральных высших жирных спиртов фракций C12-C14 (7, 10 и 2 моля окиси этилена):

- 1 Синтанол АЛМ-2;
- 2 Синтанол АЛМ-7;
- 3 Синтанол АЛМ-10;

Ингибирующая способность измерялась на тестере линейного расширения глинистых сланцев OFITE. Суть метода заключается в измерении высоты спрессованного образца бентонита, погруженного в буровой раствор. Изменение высоты образца замеряется с помощью высокоточного микрометра, подключенного к компьютеру. По результатам испытаний строят сравнительный график.

Основной частью прибора (рисунок 1) является электронный микрометр, определяющий высоту образца бентонита. Микрометр закреплен на стойке и соединен с компьютером. Стойка закреплена на электрической плитке с магнитным перемешиванием. На плитку устанавливается ячейка, в которую помещается образец бентонита и заливается раствор.

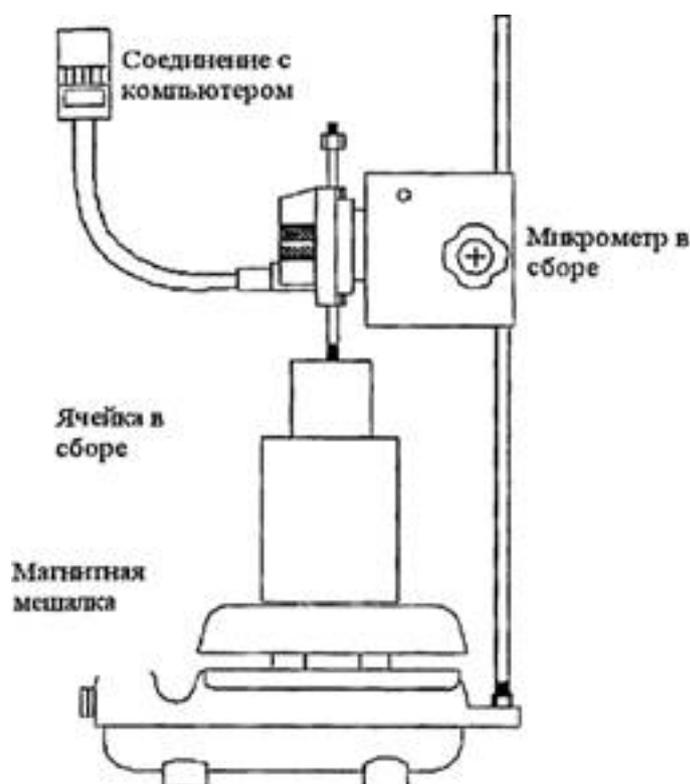


Рисунок 1. Тестер линейного расширения глинистых сланцев OFITE

Принцип действия тестера линейного расширения глинистых сланцев: в ячейку помещают спрессованный образец бентонита, сверху которого располагают поршень и устанавливают штوك микрометра. При воздействии бурового раствора на бентонит высота образца изменяется, изменение фиксируется микрометром и через определенные промежутки времени передается в компьютер. Изменение высоты образца программа рассчитывает автоматически за каждый заданный промежуток времени по формуле:

$$ИВ = \frac{H_{кон} * 100}{H_{нач}} - 100,$$

Где ИВ - изменение высоты образца, %;

$H_{нач}$ - исходная высота образца, дюйм;

$H_{кон}$ - высота на данный момент времени.

Для определения ингибирующей способности буровых растворов использовался необработанный бентонит ПБН с влажностью 10%. Прессование производилось при 420 атм в течении 30 минут. Продолжительность воздействия бурового раствора на образец бентонита составляла 72 ч, изменение высоты образца фиксировалось через каждые 10 минут. Каждый опыт проводился на двух образцах спрессованной глины для устранения ошибок измерений.

Эмульгирующая способность неионогенных поверхностно-активных веществ определялась по продолжительности жизни эмульсии при различных концентрациях неионогенных поверхностно-активных веществ определялась по следующей методике:

Готовится десять растворов тестируемого неионогенных поверхностно-активных веществ в масле И-20 и в биодизеле в концентрациях 1, 2, 3, ...10 %;

Раствор неионогенных поверхностно-активных веществ в неполярной жидкости добавляется в 200 мл воды в концентрации 3% по объёму.

Полученная смесь помещается в высокоскоростной миксер для приготовления бурового раствора «Hamilton» [4, с. 30]., где перемешивается в течение 1 минуты;

Полученная эмульсия (с разными концентрациями неионогенных поверхностно-активных веществ) выливается в десять стеклянных лабораторных стаканов;

Производится визуальное наблюдение за устойчивостью образцов эмульсионных растворов, и результаты наблюдений записываются в таблицу.

Таблица 1.

Влияние НП АВ на устойчивость эмульсий

Наименование НП АВ	Время устойчивости при максимальной концентрации	
	Эстеры	Масло И -
АЛМ-2	>12	5
АЛМ-7	8	0.5
АЛМ-10	7	0.5

Как можно увидеть по табличным результатам, наиболее стабильную эмульсию с эфирами жирных кислот и с минеральным маслом образует Синтанол АЛМ - 2.

Для определения пенообразующей способности неионогенных поверхностно-активных веществ использовалась следующая методика.

Базовый раствор перемешивается в высокоскоростном миксере в течение 10 минут, затем перемещается в лабораторную мешалку и перемешивается еще раз в течение 10 минут. После этого измеряется плотность полученной суспензии. После измерения плотности базового раствора, в него добавляется 0,25% от объема тестируемого реагента, и повторяются вышеописанные действия. Тест проводится с каждым тестируемым неионогенным поверхностно-активным веществом. Результаты исследований приведены в таблице 2. Наименьшая плотность свидетельствует о максимальном пенообразовании и наоборот.

Таблица 2 .

Влияние НПАВ на пенообразование в водных растворах

Раствор НПАВ	Плотность раствора после пенообразования, кг/л
Базовый раствор №1	1040
№1+0,25% АЛМ-2	1000
№1+0,25% АЛМ-7	1020
№1+0,25% АЛМ-10	1030

По результатам исследований наиболее высоким пенообразующим эффектом обладает Синтанол АЛМ-10, а самым низким - Синтанол АЛМ-2. Учитывая вышеприведенные данные экспериментов, наилучшим эмульгатором из тестируемых реагентов для приготовления комплексной добавки является Синтанол АЛМ-2.

Список литературы:

1. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение/ - Л.: Химия, 1981.- 304 с.
2. Мартель А.С. «Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования» Санкт-Петербург 2010. 172 с.
3. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. - М.: Недра, 2007. - 312с.
4. Пеньков А.И. Составы буровых растворов, применяемых при бурении горизонтальных скважин и оценка соответствия их свойств требованиям бурения ГС / А.И. Пеньков, В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. — Краснодар, 1998. -с. 21 -37.
5. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург: Издательство «Летопись», 2005 - 664с.
6. Ишбаев Г.Г., Христенко А.Н., Христенко А.В. Современные аспекты применения ПАВ для повышения эффективности алмазного бурения нефтяных и газовых скважин <http://burneft.ru/archive/issues/2010-03/10>
7. Лютиков, К.В. Повышение смазочной способности буровых растворов [Текст] / К.В. Лютиков // Труды научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, Ухта, 2011 г.

