

УДК 622.245
МРНТИ 38.53.21

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БЕНТОНИТА В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

А.Ш. ЗАЙНУЛЛИНА¹, Ф.Б. СИДЕНОВА¹

(¹Алматинский технологический университет, Алматы, Казахстан)
E-mail: fariza.sidenova@mail.ru

Применение бентонита в буровой отрасли является одним из важных направлений повышения качества строительства скважин и технологий. Ингибирующая способность буровых растворов на бентонитовой основе обезвоживает и укрепляет ствол скважины, что исключает обвалы и осыпи породы. Буровые растворы на основе бентонитовой глины обладают специфическими свойствами и в частности оказывают флокулирующие воздействия на илам выбуренной породы. Предложенные буровые растворы биоразлагаемы и не требуют дополнительных мер для утилизации.

Ключевые слова: буровые растворы, бентонит, гидрогели, реологические параметры, модификация глины.

БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІЛЕРДЕ БЕНТОНИТТІҢ РЕОЛОГИЯЛЫҚ ПАРАМЕТРЛЕРІН ЗЕРТТЕУ

А.Ш. ЗАЙНУЛЛИНА¹, Ф.Б. СИДЕНОВА¹

(¹Алматы технологиялық университеті, Алматы, Қазақстан)

E-mail: fariza.sidenova@mail.ru

Бұрғылау саласында бентонитті қолданылуы ұңғымалар құрылысы мен технологиясының сапасын жақсартуда маңызды бағыттардың бірі болып табылады. Бұрғылау ерітіндісінің бентонит негізіндегі төмендеткіш қабілеттілігі ұңғыма оқпанын құрғатып, нығайтады. Өз кезегінде бұл жыныстардың опырылуы мен шөгудің алдын алады. Бентонит негізіндегі бұрғылау ерітінділері өзіне тән қасиеттерге ие болып, негізінен бұрғыланған жыныстың иламына іріткіш әсерін тигізеді. Ұсынылған бұрғылау ерітінділері биологиялық ерігіш болып, қалдықтарды жою бойынша қосымша шараларды қажет етпейді.

Негізгі сөздер: бұрғылау ерітінділері, бентонит, гидрогельдер, реологиялық параметрлер, сазды модификациялау.

INVESTIGATION OF RHEOLOGICAL PARAMETERS OF BENTONITES IN DRILLING FLUIDS

A.SH. ZAINULLINA¹, F.B. SIDENOVA¹

(¹Almaty Technological University, Almaty, Kazakhstan)

E-mail: fariza.sidenova@mail.ru

Use of natural bentonite in drilling industry is one of the important ways to enhance the quality of the well construction and technology. Inhibiting the ability of drilling fluids on the basis of a bentonite dehydrates and strengthens the wellbore, which eliminates the landslides and talus rock. Drilling muds based on natural bentonites have specific properties and, in particular, have a flocculation effect on slurry of drill cuttings. Proposed drilling muds biodegradable and do not require additional measures for disposal.

Keywords: drilling fluids, bentonite, hydrogels, rheological parameters, clay modification.

Введение

В течение десятилетий в нефтяной, газовой и геотермальной буровой промышленности применялись суспензии водно-бентонитовой глины. Многофункциональные буровые растворы требуются для транспортировки горных выработок на поверхность, смазки и охлаждения бурового долота и применения гидростатического давления в стволе скважины для обеспечения безопасности скважин. Более глубокие пробуренные скважины требуют более сложных буровых растворов из-за изменений давления, температуры и геологических пластов. Буровой раствор может вступать в реакцию с определенными типами образования или давление может вызвать расстрескивание породы, что приводит к массовому уходу жидкости в пласт [1]. Следовательно, необходимо не только повысить про-

изводительность бурового раствора на основе бентонита, но и контролировать работу буровых растворов во время буровых работ [2]. Основная функция бентонита заключается в увеличении вязкости бурового раствора и уменьшении ухода бурового раствора в пласт. Бентонит хорошего качества должен содержать преимущественно монтмориллонит [3]. Бентонит часто содержит другие глинистые минералы, такие как иллит, каолинит и неглинистые компоненты, такие как кварц и полевошпат [4].

Объекты и методы исследований

Для данного исследования использовалась коммерчески гуаровая камедь чистотой 100%, желтовато-белого цвета, чей рН варьировался от 5,5 до 6,2 (1% раствор) и плотность при 25°C составляла 0,8 г / см³, а также доступный бентонит. Химический состав бен-

тонита был идентифицирован с использованием рентгеновской дифракции.

Для эксперимента были использованы общепринятые методы определения физико-химических свойств:

Вискозиметрический метод Уббелодде (Ubbelohde –Viskosimeter 501 11).

Метод сканирующей электронной микроскопии РЭМ JSM-6490LV.

Исследование реологических параметров буровых растворов проводили в интервале температур 25÷70°С.

Измерение рН среды растворов проводили с помощью рН-метра при комнатной температуре.

Результаты и их обсуждение

Монтмориллонит – минерал, распространенный среди глин. Химический состав не постоянный, зависит от содержания воды. Наличие монтмориллонита в глинах можно заподозрить по сильному набуханию от влаги. Но без химических анализов рентгенометрических исследований, точная диагностика невозможна (табл. 1-2).

Таблица 1 – Минеральный состав бентонитовой натриевой глины

Минеральный состав	%
Монтмориллонит	90
Кальцит	2,04
Полевые шпаты	1,5
Фосфаты	0,02
Рутил (TiO ₂)	0,58
Гипс	1,34
Гидроксиды железа	4,52
Итого	100

Таблица 2 – Данные рентгеноструктурного анализа бентонитовой натриевой глины

Вещество	%
Na ₂ O	4,18
MgO	3,01
Al ₂ O ₃	18,03
SiO ₂	50,9
P ₂ O ₅	0,02
K ₂ O	0,06
CaO	1,34
TiO ₂	0,58
MnO	0,07
Fe ₂ O ₃	4,52
Потеря веса при прокаливании при 1000°С	17,29

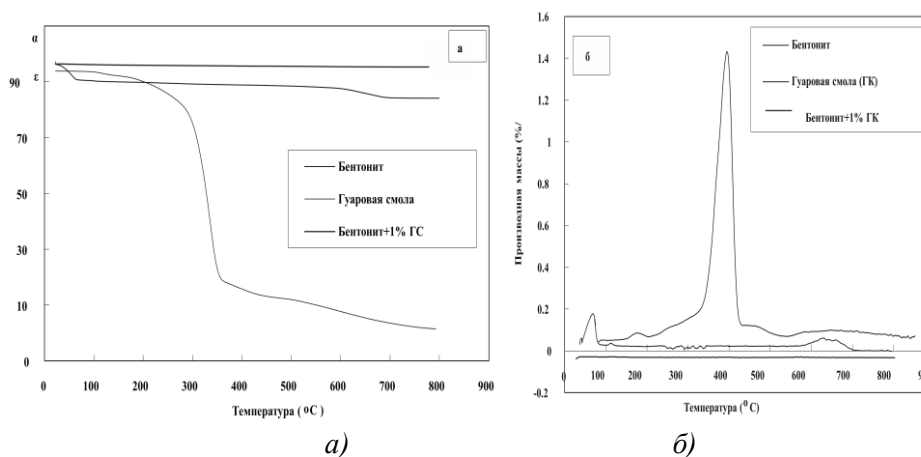


Рисунок 1 - Термогравиметрический анализ (ТГА) на бентонитовой глине, гуаровой смоле и комплекса (а) ТГА и (б) ДТГ

Получены результаты термогравиметрического анализа (ТГА) и дифференциальной термогравиметрии (ДТГ) для бентонита, гуаровой смолы и бентонита, модифицированного 1% гуаровой смолой. Обезвоживание бентонита и гуаровой смолы проводили в три этапа, как показано на рисунке 1, ниже 120°C, свободная вода (межпластинчатая вода не связана с обменным катионом и водой между глинистыми частицами). Между 120°C и 400°C вода связана с обменным катионом межпластового пространства. Потеря массы между 450 и 650°C обусловлена обезвоживанием глинистых минералов, таких как силикат алюминия, и между 650 и 800°C обезвоживанием силиката кальция, как показано на рисунке 1. Скорость нагрева, используемая в данных испытаниях, составляла 10°C/мин, что не позволяет обеспечить равновесие потери веса при 105°C (стандартная темпера-

тура для определения свободной воды), как показано на рисунке 1 (б).

Пластическая вязкость для буровых растворов с содержанием бентонита 2%, 4% и 8% в отсутствие гуаровой смолы при температуре 25°C составляет 6,9 сП, 13,8 сП, 48,6 сП соответственно. При модификации бентонитовых буровых растворов с концентрацией бентонита 2% и 8% был 1% гуаровой смолы (по общей массе бурового раствора) при комнатной температуре пластическая вязкость увеличивается на 78 и 45% соответственно, как показано на рисунке 2. При увеличении температуры от 25 до 85°C для бурового раствора с 8% бентонита, модифицированного 1% гуаровой смолы, наблюдается уменьшение пластической вязкости от 66,9 сП до 49,1 сП, что на 26% меньше, чем показано на рисунке 2 (с).

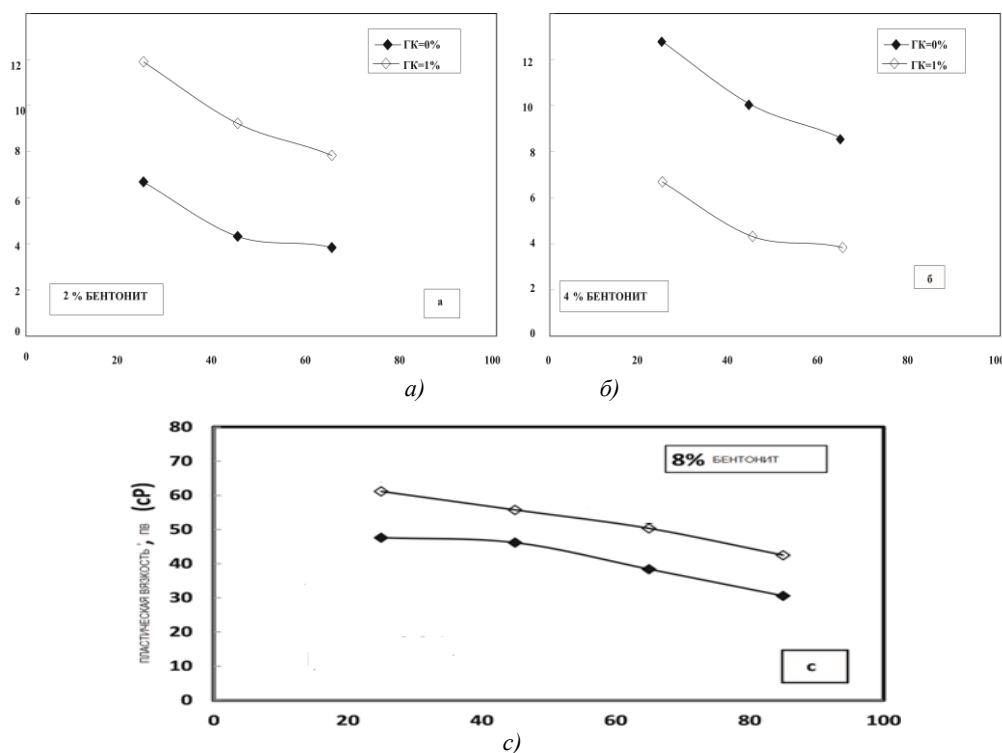


Рисунок 2 - Зависимость пластической вязкости от температуры для бентонитовых буровых растворов, модифицированных гуаровой смолой 2% бентонитом (а), 4% бентонитом (б), 8% бентонитом (с)

Визуальная вязкость контрольного бурового раствора с 2% и 8% бентонита при комнатной температуре составляла 7,9 сП и 63,9 сП соответственно, как показано на рисунке 3. Бентонитовый буровой раствор, модифицированный 1% гуаровой смолой (по общей массе бурового раствора) при комнатной температуре показал увеличение кажущейся

вязкости от 47% до 114% в зависимости от количества бентонита в буровом растворе и температуры. Повышение температуры от 25 до 85°C для бурового раствора с 8% бентонитом, модифицированным 1% гуаровой смолой, уменьшило кажущуюся вязкость с 95,4 до 67,5 сП, как показано на рисунке 3 (б).

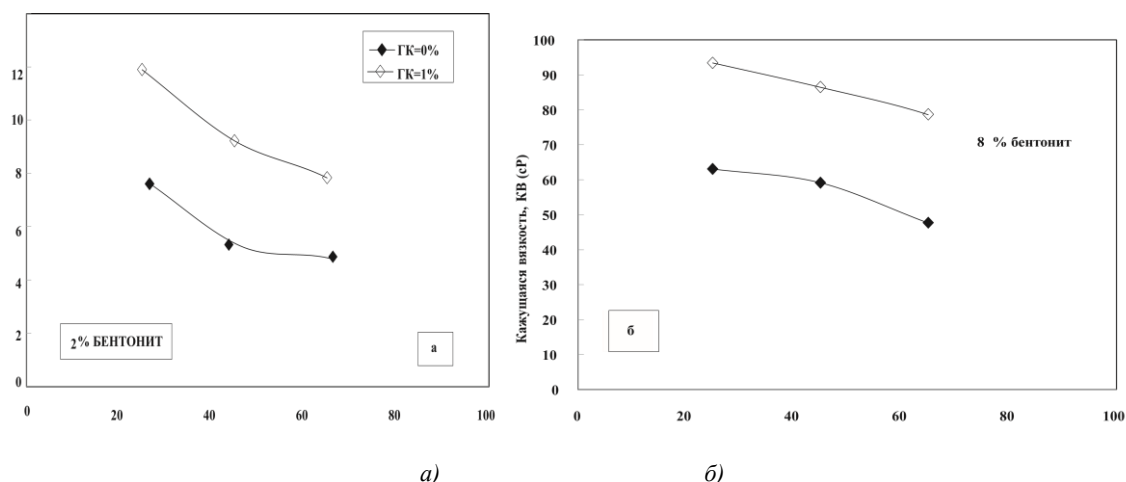


Рисунок 3 - Зависимость кажущейся вязкости от температуры для бентонитовых буровых растворов, модифицированных гуаровой смолой 2% бентонитом (а), 8% бентонитом (б).

Заклучение

1. При увеличении содержания бентонита с 2% до 8% при комнатной температуре пластическая вязкость бурового раствора увеличилась с 6,9 сП до 48,6 сП. Пластическая вязкость увеличилась с 45% до 80% в зависимости от содержания бентонитовой глины и температуры бурового раствора.

2. Визуальная вязкость бурового раствора увеличилась с 7,9 сП до 63,9 сП, когда содержание бентонита увеличилось с 2% до 8% при комнатной температуре. Визуальная вязкость увеличилась на 40% до 95% в зависимости от содержания бентонита и температуры бурового раствора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермолаева Л.В. Буровые промывочные растворы: Учебное пособие. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2009. - 46 с.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие, Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с.
3. Павловская А.В. Оценка эффективности использования новых буровых растворов в бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие, Ухта: УГТУ, 2009. – 43 с.
4. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: Учеб. пособие в 2 частях, ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.