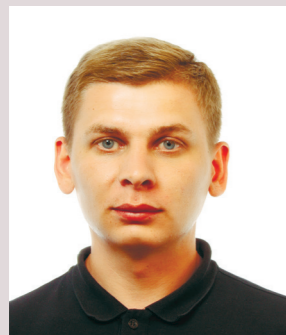


Минералогический состав глинистых отложений и его влияние на стабильность ствола скважины



М.Н. ШИРОКОВ,
бакалавр химической
технологии, начальник ЛХП
mikhail.shirokov@cloto.ru

ООО «Клото»

г. Архангельск, 163012, РФ

SHIROKOV M.N.¹

¹ «Клото» LLC
Arkhangelsk, 163012,
Russian Federation



Представляется обоснованным использование систем буровых растворов с минимальным, технологически оправданным содержанием K+ при бурении глинистых горизонтов с преобладанием минерала каолинита. Также важно, чтобы дифференциальное давление действовало на стенку скважины, а не рассеивалось вглубь породы через систему микротрещин. Поэтому обязательным условием является наличие в буровом растворе высокоэффективных герметиков («силантов») на основе асфальтенов, полимерной смолы, силикатов, латекса и полигликолей.

Ключевые слова: стабильность ствола скважины, ингибитор на основе асфальтенов Стабилайт II, полимерная смола Оптитрол, метилсилоксаны Shale-X, латекс Макс-Флекс, полигликоли Джи-Дрилл

MINERALOGICAL COMPOSITION OF CLAY DEPOSITS AND ITS INFLUENCE ON THE STABILITY OF A WELL BORE

It seems reasonable to use drilling fluid systems with a minimum technologically justified K+ content when drilling clay horizons with a predominance of kaolinite mineral. It is also important that the differential pressure acts on the wall of the well, and does not disperse deep into the rock through a system of microcracks. Therefore, a prerequisite is the presence in the drilling fluid of highly effective sealants («silants») based on asphaltenes, polymer resins, silicates, latex and polyglycols.

Keywords: wellbore stability, Stabilite II asphaltene-based inhibitor, Optitrol polymer resin, Shale-X methylsiloxanes, Max-Flex latex, G-Drill polyglycols

Традиционная школа буровых растворов считает ион калия панацеей при решении проблем с неустойчивостью глинистых пород. В учебниках по часто встречается цифра 2,66А – диаметр иона K+, который «идеально встраивается в межплоскостное пространство глинистых частиц», равное 2,8 А.

Зачастую, до сих пор многие инженеры по буровым растворам при появлении первых признаков неустойчивости ствола скважины первым делом используют два приема:

- 1) увеличивают концентрацию KCl;
- 2) увеличивают плотность бурового раствора.

И, действительно, как будто бы, на первый взгляд, эти меры работают. Осыпи и обвалы прекращаются, давление нормализуется, шлам на ситах становится меньше: по всем признакам стабильность скважины восстановлена. Механическое взаимодействие раствора и породы нейтрализовано. Но остается физико-химическое взаимодействие, которое зависит от времени контакта жидкости с глиной.

Как показывают лабораторные исследования и полевые наблюдения, такая видимость стабильности сохраняется в течение 2 – 3 дней. Затем ситуация усугубляется и может привести к полной потере контроля над стабильностью скважины. При проникновении фронта раствора и фильтрата в структуру породы, время устойчивого состояния ствола скважины стремительно сокращается. Во время проработок опять начинает появляться обвалный шлам, скачки давления и затяжки и связанные с этим НПВ.

«Глина» – это очень общий термин. Глинистые породы состоят из разных минералов, основные из которых: иллит, хлорит, каолинит, монтмориллонит. Долгие годы каолинит не считался «проблемным» типом минерала по сравнению, например, с монтмориллонитом, который гораздо сильнее подвержен гидратации и набуханию при взаимодействии с водой. Но набухание глинистых частиц – это далеко не единственное их отрицательное свойство применительно к вопросу стабильности ствола скважины. Хрупкие каолиновые сланцы

Традиционная школа буровых растворов считает ион калия панацеей при решении проблем с неустойчивостью глинистых пород. В учебниках по часто встречается цифра 2,66А – диаметр иона K+, который «идеально встраивается в межплоскостное пространство глинистых частиц», равное 2,8 А.

с катионообменной емкостью 0 – 3 мг-экв/100г могут доставить не меньше проблем, чем мягкие смектитовые глины с емкостью 20 – 40 мг-экв/100г.

Одна из причин, которая с большой долей вероятности может привести к осыпям и обвалам стенки скважины, сложенной глинистыми породами с высоким содержанием каолинита, заключается в следующем:

При взаимодействии минерала Каолинита с ионом K+ происходит необратимая минералогическая реакция:

$$3Al_2Si_2O_5(OH)_4 + 2K^+ = 2KAl_3Si_3O_{10}(OH)_2 + 2H^+ + 3H_2O$$

При этом нарушается структура глинистого сланца, ее целостность. Происходит обезвоживание, сжатие и охрупчивание, образуются микротрещины, увеличивается проницаемость породы, начинается перенос порового давления и потеря контроля над стабильностью скважины [1]. Для примера приводится минералогический состав глин Ганькинской, Березовской и Кузнецовской свит, встречающихся на месторождениях Сибири и Ямала:

Как видно (табл), преобладающим минералом в составе глинистых пород «проблемных» Ганькинской, Березовской и Кузнецовской свит является Каолинит.

Следуя вышеизложенному, представляется обоснованным использование систем буровых растворов



Как показывают лабораторные исследования и полевые наблюдения, такая видимость стабильности сохраняется в течение 2 – 3 дней. Затем ситуация усугубляется и может привести к полной потере контроля над стабильностью скважины. При проникновении фронта раствора и фильтрата в структуру породы, время устойчивого состояния ствола скважины стремительно сокращается. Во время проработок опять начинает появляться обвалный шлам, скачки давления и затяжки и связанные с этим НПВ.

НАША СПРАВКА

Производство ингибитора глины СТАБИЛАЙТ II

Промышленная площадка компании «Клото» основана на базе завода химических реагентов для буровых растворов Архангельского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института - ВНИГНИ (Архгеолдобыча). Оборудование предприятия позволяет выпускать жидкие и порошкообразные продукты. Цех по выпуску ингибитора глины СТАБИЛАЙТ II включает в себя варочно-сушильное отделение с реакторами для окисления и нейтрализации асфальтенов и их последующей сушки до определенной влажности, участок измельчения и фасовки.

Продукция ООО Клото:

Буровые растворы на водной основе (БРВО):

БЛЭКТРОЛ® (жидкий гильсонит)

КЛСП® (КОЛА СУПЕРДИП 12262) - термостойкий понизитель фильтрации (до 220 °С)

ОПТИТРОЛ® (низковязкий понизитель фильтрации/ингибитор глины)

КЛА-ФРИ® (полиаминовый ингибитор набухания глины и глинистых сланцев)

ПОЛИКАП® (инкапсулятор - частично гидролизованный полиакриламид для буровых растворов)

МАКС-ФЛЕКС® (модифицированный синтетический стирен-бутадиеновый латекс)

ШЕЙЛ-ИКС® (гидрофобизатор для буровых растворов на водной основе)

СТАБИЛАЙТ® II (сульфированный асфальт/микрокольматант)

Буровые растворы на углеводородной основе (РУО):

КЛОТОНЕКС® (органоглифильный лигнит - понизитель фильтрации для РУО)

ЭКСТРАМУЛ®2000 (первичный эмульгатор для РУО)

ЛИКВИТРОЛ® (жидкий полимерный понизитель фильтрации для РУО)

ВЕЛЛТРИТ® (смачивающий агент/гидрофобизатор РУО)

КЛСП®РУО (сухой эмульгатор для РУО для регионов с холодным климатом)

СТАБИЛАЙТ®РУО (гильсонит/асфальтит - понизитель фильтрации РУО)

WELLBOND® (технология ликвидации поглощения при использовании РУО)



Табл. Минералогический состав глин Ганькинской, Березовской и Кузнецовской свит

Стратиграфия	Минералогический состав				
	Каолинит	Хлорит	Гидрослюда	Монтмориллонит	Смешанные
Ганькинская Березовская Кузнецовская	35 – 55 %	2535 %	20 – 30 %	10 – 15 %	10 – 15 %

Важно, чтобы дифференциальное давление действовало на стенку скважины, а не рассеивалось вглубь породы через систему микротрещин. Поэтому обязательным условием является наличие в буровом растворе высокоэффективных герметиков («силантов») на основе асфальтенов, полимерной смолы, силикатов, латекса и полигликолей

с минимальным, технологически оправданным содержанием К+ при бурении глинистых горизонтов с преобладанием минерала каолинита.

Также важно, чтобы дифференциальное давление действовало на стенку скважины, а не рассеивалось вглубь породы через систему микротрещин. Поэтому обязательным условием является наличие в буровом растворе высокоэффективных герметиков («силантов») на основе асфальтенов, полимерной смолы, силикатов, латекса и полигликолей.

Особо тщательный подход к оптимизации состава бурового раствора с учетом минералогии глин и использованием проверенных решений может позволить получить ингибирующую способность бурового раствора на водной основе, сопоставимую с растворами на углеводородной основе

Из нашей линейки к такому типу химреагентов относятся: Стабилайт II (асфальтен), Оптитрол (полимерная смола), Shale-X (метилсилоксаны), Макс-Флекс (латекс) и Джи-Дрилл (полигликоли).

Особо тщательный подход к оптимизации состава бурового раствора с учетом минералогии глин и использованием проверенных решений может позволить получить ингибирующую способность бурового раствора на водной основе, сопоставимую с растворами на углеводородной основе.

Литература

1. Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis. [Электронный ресурс]. URL: Clay mineralogy and shale instability: an alternative conceptual analysis, M. J . Wilson and L. Wilson Published by Cambridge University Press: 27 February 2018) (дата обращения: 20.03.2020).

Reference

1. Clay mineralogy and shale instability. An alternative conceptual analysis. [Available at : Clay mineralogy and shale instability. An alternative conceptual analysis, M. J . Wilson and L. Wilson Published by Cambridge University Press: 27 February 2018]. (accessed: 20.03.2020). (In English). ■