



Исключительная стабильность ствола скважины: Что делать, когда не работает повышение плотности бурового раствора?



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

ООО «Клото»
г. Архангельск,
163012, РФ

SHIROKOV M.N.¹

¹ «Клото»
Arkhangelsk, 163012,
Russian Federation



КЛОТО

Keywords: stabilite II, wellbore instability, pore pressure transmission, shale hydration suppressant, drilling fluid additives, sulfonated asphalt, asphaltenes, sodium asphalt sulfonate, sulfonated bitumen, shale inhibitor

В статье рассмотрены проблема нестабильности ствола скважины при бурении аргиллитов, механика возникновения нестабильности ствола скважины. Охарактеризованы перспективные продукты для использования в качестве реагента для укрепления стенок и повышения стабильности ствола скважины, производимые компанией ООО «Клото».

Ключевые слова: стабилизатор II, нестабильность ствола скважины, передача порового давления, подавитель гидратации сланцев, добавки к буровому раствору, сульфированный асфальт, асфальтены, сульфонат асфальта натрия, сульфированный битум, ингибитор сланцев

EXCEPTIONAL WELLBORE STABILITY: WHAT TO DO WHEN DRILLING MUD WEIGHTING DOES NOT WORK?

The paper discusses the issue of wellbore instability during drilling mudstones and wellbore instability mechanics. It also describes promising products of Klotto LLC for use as wellbore strengthening and stability improvement agents.

НЕСТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

При бурении аргиллитов, особенно хрупких, трещиноватых, склонных к осыпанию в результате проникновения бурового раствора и фильтрата в породу, снижается предел ее прочности, что может привести к аварии: обрушению стенки скважины и прихвату инструмента. Кроме того, образовавшиеся каверны и расширенный ствол плохо влияют на очистку скважины, качество цементирования и проведения каротажных работ.

Для решения проблем при бурении нестабильных аргиллитов в отрасли разработаны различные решения – эффективные системы буровых растворов: KCl/Polyme, растворы на углеводородной основе, ингибированные растворы на основе силикатов, гликолей, смеси оксидов металлов и т.д.

Однако при всем разнообразии химии и средств, доступных инженерам в настоящее время, проблемы с нестабильностью ствола скважины не исчезли и продолжают отнимать драгоценные станко-часы и тратить миллионы рублей буровой промышленности по всему миру.

«Полевые» решения: при возникновении проблем с нестабильностью ствола скважины первым делом инженеры стараются поднять удельный вес бурового раствора. И часто на какое-то время это действительно помогает, и осыпи прекращаются. Но улучшение состояния ствола скважины

носит временный характер и спустя 2–3 суток ситуация усугубляется – осыпание возобновляется и увеличение удельного веса уже не помогает. Нестабильность ствола скважины становится зачастую неуправляемой и приводит к образованию огромных каверн. Очистка ствола скважины ухудшается, возникают предпосылки для прихвата инструмента, потери циркуляции, невозможности провести геофизические исследования скважин (ГИС), спустить колонну, или качественно провести цементирование.

Вопрос остается открытым: почему это происходит? Почему при увеличении плотности бурового раствора проблемы с нестабильностью ствола скважины могут усугубляться? Почему «зарекомендованные» системы раствора теряют свою эффективность? Как увеличить время устойчивого состояния ствола скважины?

МЕХАНИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

При увеличении плотности бурового раствора увеличивается давление на стенки скважины и происходит интенсификация проникновения бурового раствора и фильтрата в структуру породы – продвижение водяного фронта в пласт и перенос порового давления (рис. 1 – 3). При наличии микротрещин в глинистом сланце проблемы усугубляются.

Единственный способ этого избежать – создать герметичный барьер на стенке

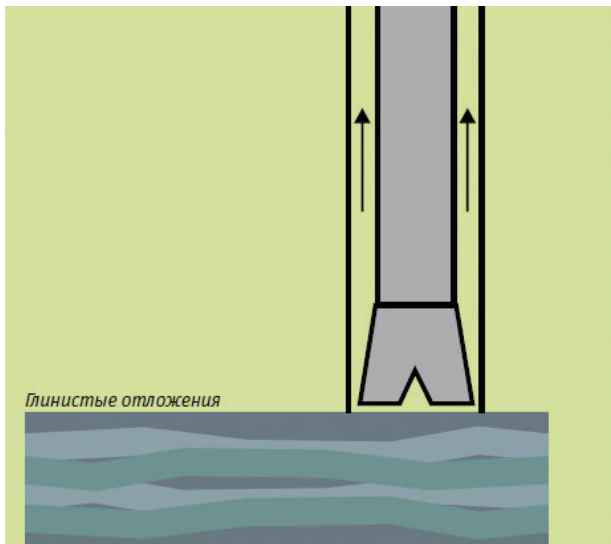


Рис. 1. Глинистые породы до бурения

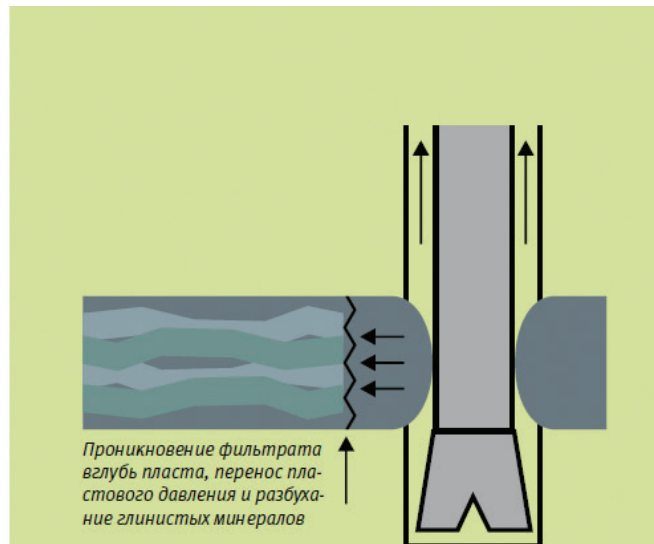


Рис. 2. Глинистые породы после разбухания

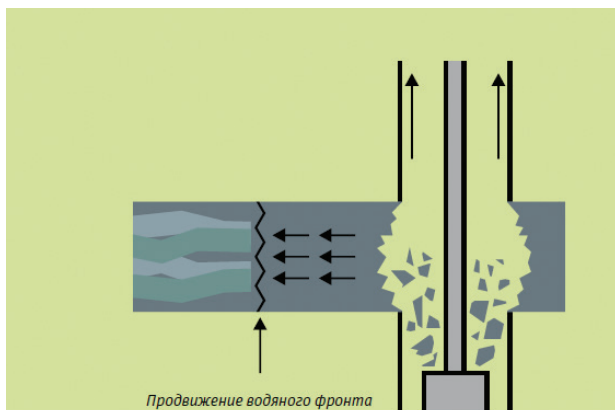


Рис. 3. Нестабильность ствола - осыпание глинистого сланца

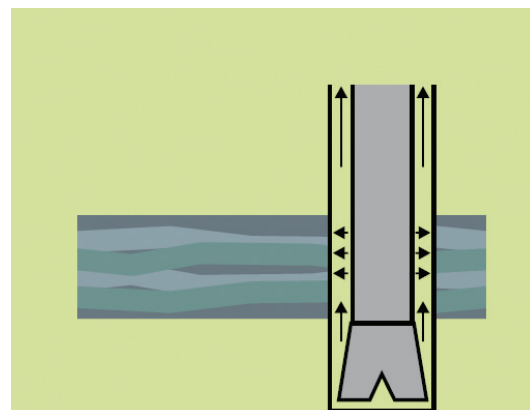


Рис. 4. Непроницаемый барьер на стенке скважины из частиц СТАБИЛАЙТ II - дифференциальное давление оказывает поддержку стенке скважины

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 гидролизованый полиакриламид для буровых растворов)

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

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

СТАБИЛАЙТ® II (сульфированный асфальт/микрокопльмантант)

Буровые растворы на углеводородной основе (РУО):

КЛОТОНЕКС® (органоглинофильный лигнит - понизитель фильтрации для РУО)

ЭКСТРАМУЛ®2000 (первичный эмульгатор для РУО)

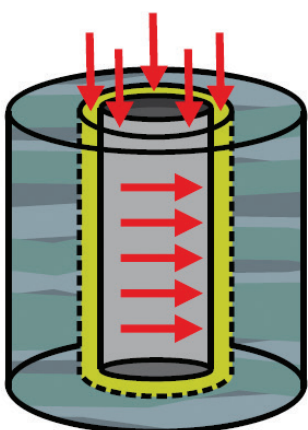
ЛИКВИТРОЛ® (жидкий полимерный понизитель фильтрации для РУО)

ВЕЛЛТРИТ® (смачивающий агент/гидрофобизатор РУО)

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

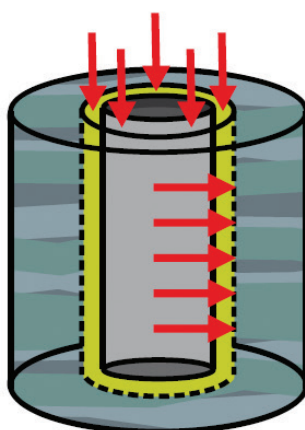
СТАБИЛАЙТ®РУО (гильсонит/асфальтит - понизитель фильтрации РУО)

WELLBOND® (технология ликвидации поглощения при использовании РУО)


 $Ph > Pp$

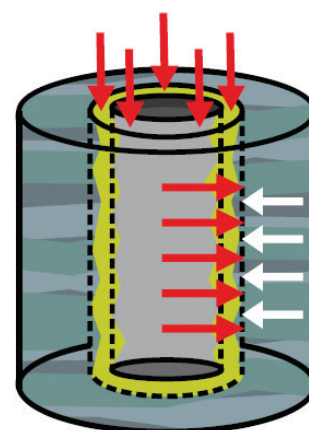
1

Рис. 5.1. При нормальном бурении гидростатическое давление бурового раствора выше порового давления. Дифференциальное давление оказывает поддержку стенке скважины – компенсирует нагрузку толщи вышележащих пород


 $Ph = Pp$

2

Рис. 5.2. Увеличение давления при проникновении фильтрата и раствора в структуру глинистого сланца. Из-за низкой проницаемости породы давление не рассеивается. Поровое давление в прискважинной зоне нарастает и вскоре становится равным давлению столба бурового раствора. При этом теряется стабилизирующее действие дифференциального давления на стенки скважины


 $Ph = Pp$

3

Рис. 5.3. В итоге дифференциальное давление более не может компенсировать давление толщи вышележащих пород на стенку скважины. Происходит осыпание породы и связанные с этим осложнения

скважины – упор для давления столба бурового раствора. Для чего? Чтобы давление, создаваемое столбом бурового раствора, действовало на «экран» на стенке скважины, а не усиливало проникновение жидкости в пласт (рис. 4).

Перенос порового давления уравнивает гидростатическое давление раствора и пластовое давление – поровое давление увеличивается. При этом эффект дифференциального давления сводится к нулю:

$$\Delta P = P_w - P_p = 0,$$

где

ΔP – дифференциальное давление;

P_w – гидростатическое давление;

P_p – поровое давление.

Если гидростатическое давление становится равным поровому давлению, то полностью теряется контроль над процессом переноса порового давления (рис. 5).

Процесс переноса порового давления усиливается при отсутствии герметичного барьера на стенке скважины. Для того, чтобы предотвратить процесс переноса порового давления и создать условия для воздействия дифференциального давления на стенку скважины, буровой раствор должен содержать в своем составе герметизирующий агент, закупоривающий поры и микротрещины.

КАК ПОВЫСИТЬ СТАБИЛЬНОСТЬ СКВАЖИНЫ?

Для того, чтобы остановить процесс переноса порового давления, необходимо минимизировать проникновение фильтрата и раствора в структуру породы. Для этого необходимо обязательно включить в состав бурового раствора герметизирующий агент. Благодаря этому «герметику» на стенке скважины образуется «экран», на который направлено стабилизирующее действие дифференциального давления. Укрепляется стенка скважины и повышается стабильность ствола.



Рис. 6. Ингибитор глинистых сланцев Стабилайт II

Лучший пример такого герметика – ингибитор на основе асфальтенов Стабилайт II (рис. 6). Используется специально для укрепления стенок и повышения стабильности ствола скважины, предотвращения переноса порового давления в поры и микротрещины глинистых сланцев. Стабилайт II препятствует ослаблению структуры, разупрочнению и осыпанию породы. Он улучшает качество фильтрационной корки, придает ей дополнительную прочность и упругость, понижает водоотдачу бурового раствора. Применение этого химреагента помогает избежать проблем, связанных с нестабильностью ствола скважины при бурении глинистых отложений.

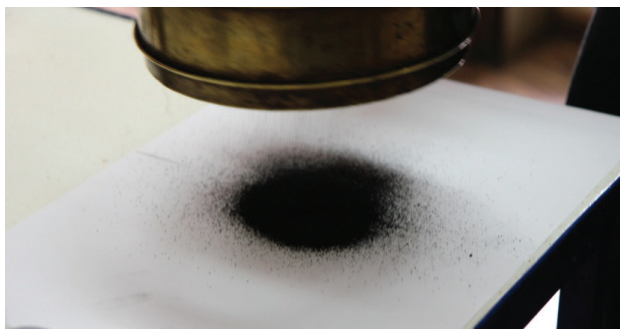


Рис. 7. Широкий PSD - диапазон частиц по размеру Стабилайт II

При проникновении в структуру глинистой породы фильтрата бурового раствора, обработанного СТАБИЛАЙТ II, значительно снижается степень гидратации, набухания и вспучивания за счет ингибирования веществами, находящимися в фильтрате раствора.

Лучший пример такого герметика - ингибитор на основе асфальтенов Стабилайт II. Используется специально для укрепления стенок и повышения стабильности ствола скважины, предотвращения переноса порового давления в поры и микротрещины глинистых сланцев.

Благодаря широкому диапазону размера частиц СТАБИЛАЙТ II (рис. 7) и их отрицательному заряду обеспечиваются быстрое формирование тонкой и прочной фильтрационной корки и тщательное закупоривание пор и микротрещин.

Химреагент повышает смазывающую способность буровых растворов на водной основе. Позволяет минимизировать эффекты «stick/slip» и снизить вероятность дифференциального прихвата.

ХИМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Высокая эффективность и превосходная способность СТАБИЛАЙТ II физически стабилизировать глинистые сланцы широко известны в отрасли. Помимо этого химреагент обладает уникальной способностью уменьшать гидратацию глинистых минералов. Эта способность отличает СТАБИЛАЙТ II от аналогичных материалов.

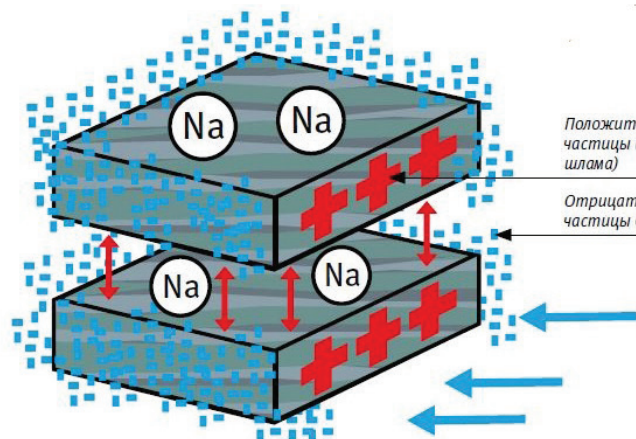


Рис. 8. Анионные частицы Стабилайт II нейтрализуют положительно заряженные рёбра глинистых частиц



Рис. 9. Фильтрат бурового раствора, обработанного Стабилайт II

Благодаря своей анионной природе отрицательно заряженные частицы химреагента как магнитом притягиваются и адсорбируются на положительно заряженных краях глинистых частиц, тем самым предотвращая их набухание (рис. 8).

Характерным для бурового раствора, обработанного СТАБИЛАЙТ II, является темный цвет фильтрата. Такой фильтрат по своим свойствам больше напоминает углеводородную жидкость, нежели воду и, соответственно, гораздо меньше взаимодействует с глинистыми минералами породы пласта (рис. 9).

ПРИМЕНЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ В РУО (РАСТВОРАХ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ)

Исторически СТАБИЛАЙТ II использовался в буровых растворах на водной основе. Однако на некоторых месторождениях СТАБИЛАЙТ II используют в качестве добавки для растворов на углеводородной основе. При обработке РУО:

- снижается НТНР фильтрация раствора;
- снижается коэффициент трения раствора, уменьшаются затяжки;
- улучшается стабильность ствола скважины.

Табл. 1. Параметры бурового раствора на углеводородной основе, обработанного Стабилайт II

Раствор на углеводородной основе (РУО)	До обработки	После обработки СТАБИЛАЙТ II
Пластическая вязкость, сР	34	35
ДНС, lb/100ft ²	16	16
10 сек СНС, lb/100ft ²	9	9
10 мин СНС, lb/100ft ²	13	14
НТНР 2500F, ml/30 min	4,2	1,7
OWR	72/28	72/28
Плотность, SG	1,35	1,35