



УДК 622.24

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THE SOLUTION OF PROBLEMS OF WASHING OF WELLS WHEN DRILLING IN CLAY BREEDS IN THE CONDITIONS OF WESTERN SIBERIA

Ноздря Владимир Иванович

кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор,
ООО «НПК «Спецбурматериалы»
npk@scsbm.ru

Балаба Владимир Иванович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный университет нефти и газа
(национального исследовательского университета)
имени И.М. Губкина
balaba.v@gubkin.ru

Полищученко Василий Павлович

кандидат технических наук,
главный технолог,
ООО «Сервисный Центр СБМ»
mail@sbmpost.ru

Курдюков Алексей Вадимович

инженер,
ООО «НПК «Спецбурматериалы»
horror2008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается опыт применения ингибирующих и недиспергирующих промывочных жидкостей в условиях Западной Сибири. Сделан вывод, что наиболее эффективными являются промывочные жидкости, содержащие в качестве ингибирующей добавки реагент «Полиэколь».

Ключевые слова: разупрочнение глинистых пород, ингибирующие промывочные жидкости, реагенты серии «Полиэколь».

Nozdrya Vladimir Ivanovich

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
CEO,
LLC NPK Spetsburmaterialy
npk@scsbm.ru

Balaba Vladimir Ivanovich

Doctor of Engineering, professor,
Professor of Department of drilling of
oil and gas wells,
Russian state university of oil and gas
(national research university) of
a name of I.M. Gubkin
balaba.v@gubkin.ru

Polishchuchenko Vasily Pavlovich

Candidate of Technical Sciences,
Chief Technologist,
LLC SBM Service Center
mail@sbmpost.ru

Kurdyukov Aleksey Vadimovich

Engineer,
LLC NPK Spetsburmaterialy
horror2008@yandex.ru

Annotation. In article experience of use of the inhibiting and not dispersing flushing liquids in the conditions of Western Siberia is considered. The conclusion is drawn that the most effective are the flushing liquids containing Poliekol reagent in quality of the inhibiting additive.

Keywords: a razuprochneniye of clay breeds, the inhibiting flushing liquids, reagents of the Poliekol series.

Для геологического разреза нефтегазовых месторождений Западной Сибири, в частности, для Надым-Пур-Тазовского региона характерно наличие глинистых пород, доля которых составляет 65–80 % [1, 2]. Специфической особенностью глинистых пород является их способность разупрочняться под воздействием дисперсионной среды буровых технологических жидкостей. Вследствие этого при бурении в глинистых отложениях неизбежно возникают две проблемы: деформационная неустойчивость стенки скважин и диспергирование бурового шлама в процессе гидротранспорта по стволу скважины [1–3]. Затраты времени на предупреждение и ликвидацию осложнений, связанных с разупрочнением глинистых пород и диспергирование бурового шлама, существенно увеличивают календарное время бурения и его стоимость.

Глинистые минералы представляют собой высокодисперсные алюмосиликаты слоистого или слоисто-ленточного строения. Основу их строения составляют кремнекислородные тетраэдрические и алюмокислородногидроксильные октаэдрические сетки, неограниченно развитые в плоскости. Высокая дисперсность, форма минералов, свойства базальных поверхностей микрокристаллов обуславливают их высокую физико-химическую активность. Подвижность кристаллической структуры и физико-химическая активность определяют набухаемость, то есть способность глинистых пород увеличивать объем в процессе взаимодействия с водой или водными растворами. Набухание сопровождается увеличением влажности, объема породы и возникновением давления набухания.



Что касается диспергирования глинистого бурового шлама, то его отрицательные последствия проявляются в образовании избыточных объемов промывочной жидкости. Это влечет за собой увеличение объемов технологических отходов бурения, рост затрат на кондиционирование промывочной жидкости и размещение отходов.

В связи с ростом объемов бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин необходимость в применении ингибирующих и недиспергирующих промывочных жидкостей стала еще более актуальной, что обусловлено следующими основными причинами [1–3, 6]:

- управление траекторией проводки можно эффективно осуществлять только в устойчивых горных породах. При проводке ствола в интервале залегания глинистых пород точность реализации проектного профиля скважины снижается;

- по мере отклонения ствола скважины от вертикали ухудшаются условия для обеспечения устойчивости ствола скважины. Практикой бурения установлено, что при зенитном угле более 45° разрушаются глинистые породы, сохранявшие при прочих равных условиях устойчивость в вертикальном стволе;

- с увеличением зенитного угла ствола скважины возрастает продолжительность бурения в интервале глинистых отложений и, следовательно, время воздействия дисперсионной среды промывочной жидкости на глинистые породы. Это является рискообразующим фактором, как для деформационной устойчивости ствола скважины, так и с точки зрения возникновения других опасных технологических осложнений, например, сальникообразования, затяжек и прихватов;

- при значительном (более 45°) отклонении ствола скважины от вертикали усложняется его очистка от бурового шлама. Увеличение продолжительности его нахождения в промывочной жидкости способствует диспергированию глинистых частиц;

- градиент гидроразрыва пород в горизонтальном стволе ниже, чем в вертикальном, приближаясь к градиенту порового давления. Поэтому возможности повышения плотности промывочной жидкости, как средства частичной компенсации напряжений в приствольном массиве пород, в горизонтальной скважине ограничены. Следовательно, основным средством профилактики осложнений деформационного характера в горизонтальной скважине является использование промывочных жидкостей, обладающих низкой разупрочняющей способностью.

Таким образом, интервалы ствола скважины, представленные глинистыми породами, являются зонами высокого риска.

Глинистые породы месторождений Надым-Пур-Тазовского региона представлены различными глинистыми минералами (таблица). У глинистых минералов с жесткой кристаллической структурой (каолинит, гидрослюда, хлорит, палыгорскит) внутрикристаллическое набухание (расширение межслоевого расстояния при взаимодействии с молекулами воды) отсутствует, поскольку молекулы воды и обменные катионы не могут проникать в межслоевое пространство кристалла.

Таблица – Минералогический состав глинистых пород месторождений Надым-Пур-Тазовского региона [4]

Стратиграфия (свита)	Соотношение между минералами глин, %				
	каолинит	хлорит	гидрослюда	монтмориллонит	смешанослойные минералы
Тибейсалинская, Ганькинская	до 5	5–15	10–15	65–85	–
Березовская, Кузнецовская	35–55	25–35	20–30	10–15	10–15

Известно, что при гидратации глинистых минералов, имеющих раздвижную кристаллическую структуру (монтмориллонит, нонтронит), молекулы воды и обменные катионы могут проникать в межслоевое пространство, существенно увеличивая внутрикристаллическое набухание.

Что касается смешанослойных глинистых минералов, образующиеся в результате упорядоченного или неупорядоченного чередования набухающих и ненабухающих структурных слоев (монтмориллонит–гидрослюда, монтмориллонит–хлорит), то они занимают промежуточное положение между минералами с жесткой и раздвижной кристаллическими структурами.

Вследствие указанных причин бурение скважин в глинистых породах Надым-Пур-Тазовского региона, особенно до глубины 1600 м, сопровождается возникновением осложнений, связанных с их разупрочнением и диспергированием бурового шлама. В наклонно направленных скважинах высока вероятность перехода осложнения в аварию вследствие обрушения стенки скважины, снижения эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама. Помимо этого, возникают проблемы и в области экологической безопасности, поскольку диспергирование глинистого бурового шлама в стволе скважины приводит к наработке избыточной промывочной жидкости и, как следствие, к увеличению объемов технологических отходов бурения, а также избыточному потреблению химических реагентов.



Как показывает практика, на ликвидацию осложнений, вызванных неустойчивостью горных пород, затрачивается до 1/3 календарного времени бурения скважин [2]. Поэтому успешное осуществление буровых работ в сложных горногеологических условиях при увеличении объема глубокого бурения наклонно направленными и горизонтальными скважинами может быть достигнуто лишь путем дифференцированного выбора технологии промывки для каждого конкретного случая и рационально-го поинтервального регулирования свойств промывочных жидкостей.

Разработка мероприятий по снижению деформационной неустойчивости стенок скважины возможна только при известном механизме процесса разупрочнения. Все многообразие причин этого явления можно свести к факторам макро- и микроуровня.

К факторам макроуровня (силовые факторы) относятся, прежде всего, изменение сложного напряженно-деформированного состояния пород в результате формирования ствола скважины (образование горной подсистемы), колебания давления жидкости в скважине, механическое воздействие долота и бурового инструмента на горные породы, эрозионное воздействие технологических жидкостей и др.

Макроуровень объединяет физико-химические факторы, обусловленные взаимодействием буровых технологических жидкостей с глинистыми породами (различные виды массопереноса, гидратация и модифицирование глинистых частиц и т.д.).

Значимость каждого отдельного фактора макро- и микроуровня зависит от конкретных условий. Так, пластичные (переувлажненные) глины практически не подвержены действию физико-химических факторов, поскольку возможности их доувлажнения исчерпаны.

Многообразие причин, вызывающих неустойчивость горной подсистемы скважины, предопределяет необходимость принятия адекватных мер противодействия. При этом максимальный эффект будет достигнут если профилактические мероприятия направлены на компенсацию всей совокупности дестабилизирующих факторов макро- и микроуровня.

В соответствии с современными представлениями физико-химической механики дисперсных систем прочность глинистых пород является суммой индивидуальных контактов между глинистыми частицами, т.е. зависит от количества и прочности единичных контактов. Следовательно, разупрочнение глинистых пород в стенке скважин зависит от снижения прочности единичного контакта и количества единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости. Прочность единичного контакта определяется скоростью набухания глинистых частиц, а количество единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости, – скоростью увлажнения глинистой породы.

Таким образом, для эффективного снижения разупрочняющей способности буровых технологических жидкостей в общем случае недостаточно воздействовать, как это зачастую принято в промышленной практике, отдельно только на процесс набухания или увлажнения. Это воздействие должно быть комплексным, то есть направленным на снижение одновременно двух указанных параметров. Вместе с тем следует отметить, что, поскольку свойства глинистых пород изменяются в широких пределах, то при определенных условиях преобладающим может оказаться один из этих параметров. В этом случае целесообразно оптимизировать свойства технологической жидкости, прежде всего, по преобладающему параметру разупрочнения.

При бурении скважин, в том числе, на месторождениях Западной Сибири, накоплен огромный опыт применения ингибирующих промывочных жидкостей, механизм действия которых основан как на подавлении набухания глинистых частиц, главным образом, путём реакций ионного обмена, необменных реакций замещения и реакций присоединения, так и на снижении скорости их увлажнения.

Большие надежды возлагались, в частности, на хлоркалийевые промывочные жидкости, которые в ряде регионов показали хорошие результаты по ингибированию разупрочнения глинистых пород. Однако в условиях Надым-Пур-Тазовского региона, как выявлено в результате анализа промышленного опыта, проведенного авторами работы [4], использование хлоркалийевых промывочных жидкостей оказалось неэффективным. Отрицательные последствия в виде осыпей и обвалов глинистых пород, затажек и посадок буровой колонны, наработки промывочной жидкости имели место, в частности при бурении наклонно-направленной эксплуатационной сеноманской скважины № 2 (куст 432) на Анерьяхинской площади Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ), на ачимовских скважинах № А 3-2, № А 3-3, № А 18-2 Уренгойского НКМ, при бурении трех стволов наклонно направленной эксплуатационной скважины № 104.09 на Медвежьем ГКМ. Бурение 2-го ствола скважины № 104.09 на Медвежьем ГКМ до глубины 1236 м на хлоркалийевой промывочной жидкости происходило без видимых осложнений, однако при очередном подъеме буровой колонны в результате обвала пород произошел её прихват, который ликвидировать не удалось.

Неудовлетворительные результаты применения хлоркалийевых промывочных жидкостей, в частности, их прихватопасность, отмечены и на Ванкорском нефтегазовом месторождении [5].

В качестве альтернативы хлоркалийевым промывочным жидкостям обычно рассматриваются полимерные, биополимерные и эмульсионные ингибирующие промывочные жидкости [7–12]. Например, с учетом опыта бурения скважин аналогичной конструкции для бурения 3-го ствола скважины № 104.09 на Медвежьем газоконденсатном месторождении применили полимерглинистую промывоч-



ную жидкость со смолополимерным ингибитором КЛСП (карбоксилигносульфонат пековый). Бурение до проектной глубины и спуск эксплуатационной колонны прошли без осложнений. Был сделан вывод, что при использовании хлоркалевой и смолополимерной промывочных жидкостей в сопоставимых условиях диаметр каверн в первом случае значительно превышает номинальный диаметр скважины, а затраты времени, химических реагентов и материалов вдвое больше.

Качественно новый уровень технологии промывки скважин был достигнут благодаря разработанным компаниями ООО «Сервисный центр СБМ» и ООО НПК «Спецбурматериалы» инновационным промывочным жидкостям «Полиэколь ВМ», «Полиэколь АК» и «Полиэколь ХК» с ингибирующей добавкой «Полиэколь» (ТУ 2458-021-97457491-2012) [13–14].

Реагент «Полиэколь» представляет собой высокоэффективную композицию ди-, три-, тетра- и пентаэтиленгликолей с модифицирующими добавками, эффективно ингибирующую разупрочнение глинистых пород и диспергирование глинистых частиц.

В качестве примера на рисунке представлены результаты лабораторных испытаний ингибирующих промывочных жидкостей на тестере линейного набухания Swellmetter (OFITE) в течение 16 ч. Для проведения эксперимента был выбран саригюхский бентонит. Материал высушивали при температуре 105 °С в течение 2 часов. Навеску глинопорошка массой 10 г прессовали в течение 30 мин при давлении 6000–7000 psi (42–49 МПа) на компакторе OFITE.

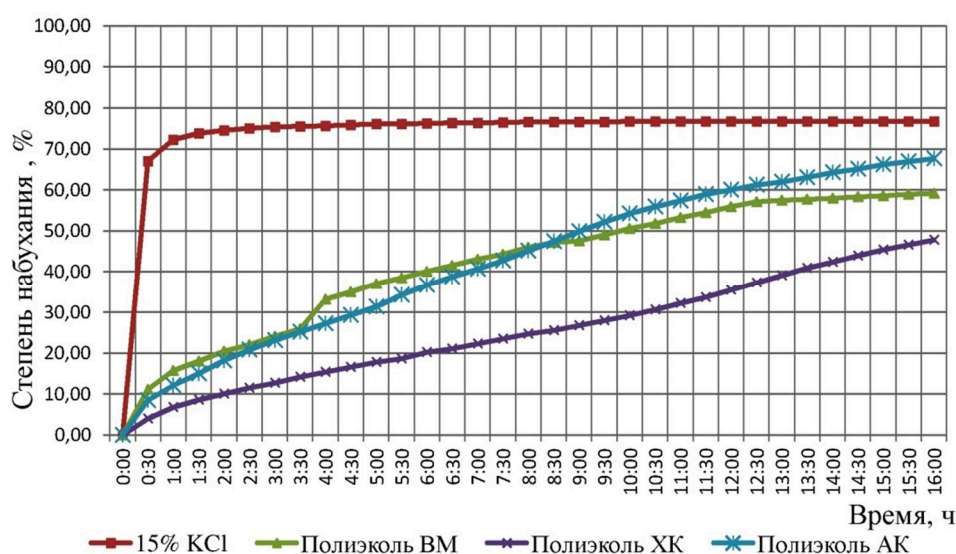


Рисунок – Кинетика набухания саригюхского бентонита в ингибирующих промывочных жидкостях

Буровые промывочные жидкости с применением реагента «Полиэколь» имеют следующий компонентный состав: глинопорошок марки ПБМБ, полимер-эфир целлюлозы, реагент «Полиэколь», модифицирующие и смазывающие добавки, ФХЛС, пеногаситель.

Промывочная жидкость «Полиэколь ВМ» обеспечивает безаварийное прохождение глинистых отложений, качественное первичное вскрытие низкопроницаемых продуктивных коллекторов, улучшает сцепление цементного камня со стенкой скважины, снижает наработку высококоллоидных глинистых частиц.

На Северо-Еситинском месторождении отработано совместное применение промывочной жидкости «Полиэколь ХК» и жидкости на углеводородной основе «Полиэмульсан».

Реагент «Полиэколь» активно используется при бурении скважин на Заполярном, Ямбургском, Уренгойском, Бованенковском, Медвежьем, Дулисьминском, Чаяндинком и Астраханском месторождениях. Буровые системы с реагентом «Полиэколь» являются эффективным ингибитором разупрочнения глинистых пород и диспергирования глинистых частиц. При первичном вскрытии продуктивного горизонта его фильтрационно-ёмкостные свойства за счет гидрофобизации поверхности газоносных капилляров сохраняются.

Опыт применения различных промывочных жидкостей на месторождениях Западной Сибири показал, что использование ингибирующей добавки «Полиэколь» практически решило проблему неконтролируемой наработки коллоидной фракции глинистых частиц. Использование ингибирующих систем на основе реагента «Полиэколь» позволило сократить общее время проводки интервала скважин за счет уменьшения временных затрат на обработку промывочной жидкости и проведение дополнительных операций, в частности, снизить потребный объем промывочной жидкости на 20 %, а расход химических реагентов до 40 %. Кроме того, удалось повысить качество крепления скважин путём увеличения в среднем с 11 % до 40 % сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной и на 35 % сплошного контакта цементного камня с породой.



Литература:

1. Васильченко С.В., Потапов А.Г., Гноевых А.Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин // Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ИРЦ Газпром, 1998. – 84 с.
2. Исследование ингибирующих свойств реагентов для обработки буровых растворов при бурении глинистых пород на НГКМ Заполярья / Н.Г. Кашкаров [и др.] // Обзор. информ. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 144 с.
3. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «ЛИК» (СПб), 2014. – 374 с.
4. Анализ использования хлор-калиевых буровых растворов при бурении скважин в Надым-Пур-Тазовском регионе / В.А. Мнацаканов [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 1. – С. 16–19.
5. Анализ причин возникновения прихватов на Ванкорском месторождении при бурении с использованием хлоркалиевого раствора / Ю.С. Давыдов [и др.] // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН. – 2014. – № 4 (47). – С. 63–69.
6. Лихущин А.М. Промысловые исследования очистки ствола наклонно направленной скважины от шлама // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 3. – С. 66–70.
7. Зинченко О.Д. Промывочные жидкости для бурения в глинисто-солевых отложениях // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 58–60.
8. Комплексное решение проблем бурения скважин на Северо-Есيتينском месторождении / С.В. Мазыкин [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 3. – С. 23–24.
9. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров геля-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. – 2009. – № 10. – С. 33–35.
10. Пименов И.Н., Уляшева Н.М. К вопросу использования ингибиторов в полимерных малоглинистых системах буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 22–24.
11. Полимерные промывочные жидкости для бурения горизонтальных скважин / Н.В. Соловьев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 5. – С. 47–53.
12. Усманов Р.А., Хузина Л.Б., Голубь С.И. Новый взгляд на выбор бурового раствора при бурении высокопластичных пород // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. 1. – № 1. – С. 83–87.
13. «Полиэколи» – новые ингибиторы и регуляторы буровых промывочных жидкостей при бурении глинистых разрезов / В.И. Ноздря [и др.] // Тезисы докладов XI Всерос. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – С. 94.
14. Курдюков А.В., Ядгаров Х.А. Предупреждение разупрочнения глинистых пород // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2017. – № 3. – С. 77–81.

References:

1. Vasilchenko S.V., Potapov A.G., Gnoyev A.N. Modern methods of a research of a problem of instability of clay breeds at construction of wells // Review. inform. It is gray. Drilling of gas and gas-condensate wells. – M. : IRTs Gazprom, 1998. – 84 p.
2. A research of the inhibiting properties of reagents for processing of boring solutions when drilling clay breeds on the OGCF of the Polar region / N.G. Kashkarov [etc.] // Review. inform. Series: Geology, drilling, development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : LLC Gazprom of an Expo, 2010. – 144 p.
3. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novocherkassk : LIK publishing house (SPb), 2014. – 374 p.
4. The analysis of use chlorine-potassium boring solutions at well-drilling in Nadym-Pur-Taz region / V.A. Mnatsakanov [etc.] // Bulletin of Association of boring contractors. – 2010. – № 1. – P. 16–19.
5. The analysis of the causes of holding straps on the Vankorsky field when drilling with use of chlorpotassium solution / Yu.S. Davydov [etc.] // News of the Siberian office of Section of sciences of Earth of the Russian Academy of Natural Sciences. – 2014. – № 4 (47). – P. 63–69.
6. Likhushin A.M. Trade researches of cleaning of a trunk obliquely the directed well from slime // Quality management in an oil and gas complex. – 2011. – № 3. – P. 66–70.
7. Zinchenko O.D. Flushing liquids for drilling in clay and salt deposits // Management of quality in an oil and gas complex. – 2013. – № 3. – P. 58–60.
8. The complex solution of problems of well-drilling on the North Esitinsky field / S.V. Mazykin [etc.] // Drilling and oil. – 2014. – № 3. – P. 23–24.
9. Nechayeva O.A., Zhivayeva V.V. Studying of parameters gel-solution for drilling of saliferous and unstable rocks // Drilling and oil. – 2009. – № 10. – P. 33–35.
10. Pimenov I.N., Ulyasheva N.M. To a question of use of inhibitors in the polymeric low-clay systems of boring solutions // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2010. – № 12. – P. 22–24.
11. Polymeric flushing liquids for drilling of horizontal wells / N.V. Solovyov [etc.] // Investigation and protection of a subsoil. – 2013. – № 5. – P. 47–53.
12. Usmanov R.A., Huzina L.B., Golub S.I. A new view at choice of drilling mud fluid when drilling high-plastic breeds // Materials of a scientific session of scientists of the Almet'yevsk state oil institute. – 2015. – V. 1. – № 1. – P. 83–87.
13. Poliekoli – new inhibitors and regulators of boring flushing liquids when drilling clay cuts / V.I. Nozdrya [etc.] // Theses of reports of XI All-Russian scientific and technical conference «Current problems of development of an oil and gas complex of Russia». – M. : RGU of oil and gas (NIU) of I.M. Gubkin. – 2016. – P. 94.
14. Kurdyukov A.V., Yadgarov H.A. Prevention of a razuprochneniye of clay breeds // Management of quality in an oil and gas complex. – 2017. – № 3. – P. 77–81.