УДК 622.24.06

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ФОРМИАТОМ КАЛИЯ

♦♦♦♦♦

INVESTIGATION OF INHIBITORY DRILLING FLUIDS WITH POTASSIUM FORMATE

Нгуен Фам Суан Май
(Вьетнам),
аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
(Национальный исследовательский университет)
nguyen.2024@internet.ru

Аннотация. Показано, что в большинстве случаев предупреждение осложнений в бурении достигается путем применения буровых растворов, ингибирующих разупрочнение глинистых пород. Объектом исследования являлись буровые растворы с формиатом калия. Приведены результаты экспериментов по определению влияния формиата калия на набухание бентонита и коррозионную активность буровых растворов.

Ключевые слова: буровой раствор, разупрочнение глинистых пород, буровой раствор с формиатом калия.

Nguyen Pham Suan Mai
(Vietnam),
Postgraduate Student of the Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
(National Research University)
nguyen.2024@internet.ru

Annotation. It is shown that in most cases, the prevention of complications in drilling is achieved by using drilling fluids that inhibit softening of clay rocks. The object of the study was drilling fluids with potassium formate. The results of experiments to determine the effect of potassium formate on bentonite swelling and corrosion activity of drilling fluids are presented.

Keywords: drilling mud, softening of clay rocks, drilling mud with potassium formate.

Бурение скважин на шельфе юга Вьетнама осуществляется в олигоценовых и миоценовых отложениях, состоящих из перемежающихся слоев аргиллитов, песчаников, алевролитов и эффузивных пород. Для геомеханического анализа условий бурения важно, что в нижнем олигоцене преобладают тектонически-разуплотненные породы средней твердости с большим углом падения пластов [1, 2]. Верхний олигоцен отличается большим разнообразием пород. В этом интервале имеет место прослаивание песчаников и глинистых пород, представленных собственно глинами, алевролитами и хрупкими сланцами. Еще одной особенностью глинистых пород миоцена является широкий диапазон глинистых минералов. Это примерно равное содержание каолинита и монтмориллонита (соответственно 45 % и 40 %), а также небольшая доля гидрослюды – 15 %. И, наоборот, в глинистых отложениях олигоцена, в отличие от интервала отложений миоцена нет монтмориллонита. Здесь преобладает гидрослюда (до 45 %) и несколько меньше хлорита – до 35 %) [1].

Поскольку глинистые породы в широком диапазоне – от глин до глинистых сланцев – имеются практически во всех скважинах, то связанные с ними проблемы обеспечения деформационной устойчивости ствола скважины являются актуальными для буровиков-технологов на буровой платформе. Причем их компетентность предполагает умение решать не только технологические, но и экологические аспекты этой проблемы [3, 4]. Технология бурения скважин в шельфовых условиях имеет существенные экологические ограничения, главное из которых – исключение загрязнения морской среды (концепция нулевого сброса). Тонкодисперсные фракции бурового шлама оказывают негативное влияние на морскую биоту. Поэтому совершенствование буровых растворов предполагает сокращение объема бурового шлама, прежде всего за счет его диспергирования до мелкодисперсного размера. Диспергирование глинистых частиц в буровом растворе увеличивает объем технологических отходов бурения и повышает риски техногенного загрязнения морской среды [5–7].

Способы борьбы с такими осложнениями в процессе бурения зависят от характера деформационного поведения породы. Если это склонные к пластическому тече-

нию глины, то единственным способом предотвратить сужение ствола скважины является повышение плотности бурового раствора. Если это глинистые породы, обладающие потенциалом увлажнения, то наиболее действенным способом является применение буровых растворов на неводной основе. Однако в этом случае есть строгие санитарно-гигиенические и экологические ограничения [8]. В буровой практике в большинстве случаев предупреждение осложнений достигается путем применения буровых растворов, ингибирующих разупрочнение глинистых пород. Механизм их действия при прочих равных условиях определяется совместным действием двух факторов – скорости пропитки и скорости набухания [9]. Снижением скорости набухания достигается снижение прочности единичных контактов между частицами породы, а снижение скорости пропитки уменьшает количество единичных контактов, подвергшихся набуханию. Наилучшие результаты достигаются, когда буровой раствор содержит компоненты, которые ингибируют как набухание (например, путем калиевого, кальциевого или магниевого ионного обмена), так и пропитку (например, путем загущения фильтрата или создания водонепроницаемой пленки на поверхности глинистых частиц). Этот принцип реализуется, в частности, в формиатных буровых растворах [10, 11]. Как правило, используют формиат калия. Его достоинствами помимо ингибирующего эффекта является снижение термоокисления и ферментативного разрушения полимеров, хорошая антифрикционная и утяжеляющая способность. В современных буровых растворах ингибирующее действие формиатов усиливают путем введения полигликолей [12]. В нашем случае (рис. 1) растворы формиата калия и натрия показали существенно лучший результат по сравнению раствором хлорида калия. При этом введение полигликоля в раствор формиата калия существенно улучшило этот результат. На основании литературных источников можно предположить, что полигликоль придал этому раствору гидрофобизирующие свойства и снизил скорость пропитки исследуемого образца бентонита. Исследования в этой серии опытов были проведены на тестере линейного набухания Swellmetter OFITE с использованием искусственных образцов, сформированных в компакторе OFITE.

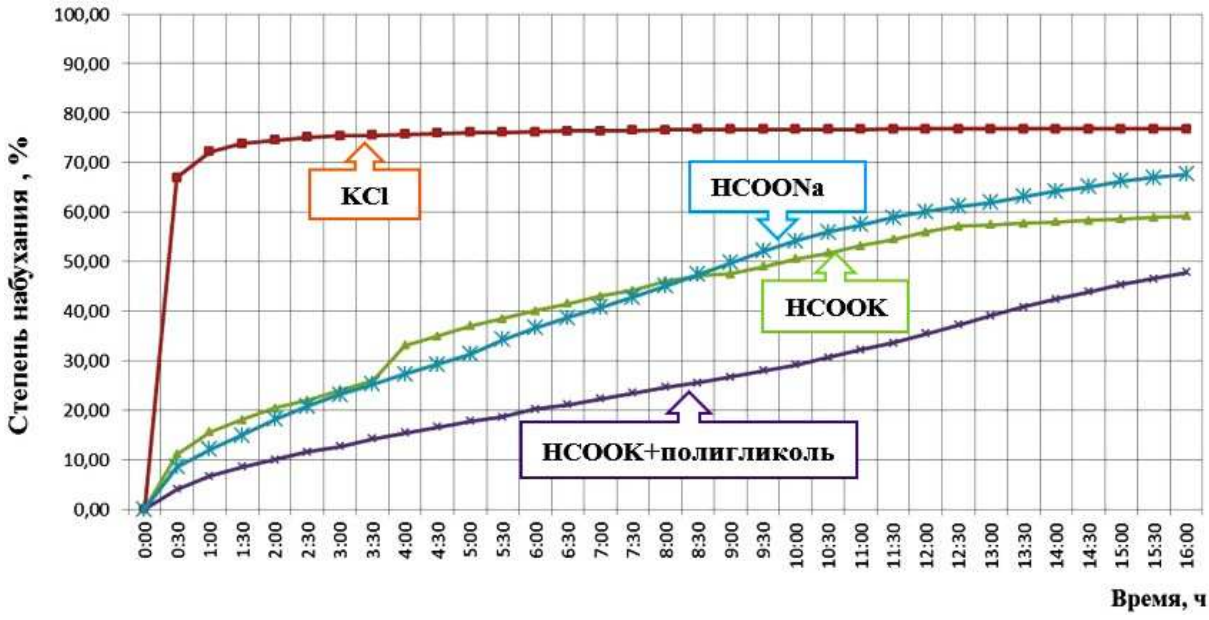

Рисунок 1 – Влияние формиатных жидкостей на набухание бентонита

Во второй серии опытов была исследована коррозионная активность формиатов по сравнению с водой (рис. 2).

Рисунок 2 – Общий вид металлических образцов, находившихся в течение 28 дней в контейнере с жидкостью

Через 28 дней после начала испытания результаты следующие.

Вода (1). Этот образец демонстрирует наибольшую коррозию и самый большой оксидный слой, цвет слегка оранжевый, большинство частиц железа оседает на дно контейнера. HCOONa (2) – видно, что оксидный слой на образце тонкий, с минимальной коррозией. Жидкость почти сохраняет свой первоначальный цвет. HCOOK (3) – наблюдается меньшая коррозия, чем в KCl, цвет жидкости прозрачный (оксидный), видны частицы железа во взвешенном состоянии. KCl (4) – вторая по величине коррозия после воды. Оксидный слой значительный, жидкость имеет цвет оксида, большая часть частиц железа декантирована. Смесь HCOOK и HCOONa (5) – наблюдается минимальная коррозия образца с тонким слоем оксида. Цвет жидкости характерен для оксида, а частицы железа находятся во взвешенном состоянии.

Исходя из результатов проведенных исследований можно сделать вывод, что для повышения ингибирующей способности формиатных буровых растворов целесообразно добавлять в них гидрофобизирующий реагент, например, полигликоль. Комбинирование формиата калия и натрия снижает корозионную активность буровых растворов.

Литература

1. Хоанг Тхи Нга. Особенности геологического строения шельфовых месторождений Вьетнама / Хоанг Тхи Нга, Л.Ф. Ушивцева // Геология, география и глобальная энергия. – 2018. – № 1(68). – С. 35–42.
2. Нгуен Ф.С.М. Применение геомеханического моделирования для выбора плотности бурового раствора при проектировании скважин типа TN-X / Ф.С.М. Нгуен, Ч.Х. Ле, М.Ч.К. Динь // В книге: Нефть и газ-2024. Тезисы докладов 78-ой Международной молодежной научной конференции. – М., 2024. – С. 259–260.
3. Балаба В.И. Оценка профессиональных квалификаций в нефтегазовой отрасли // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 3. – С. 27–28.
4. Аванесов В.С. Контент образовательных технологий в задачах формирования профессиональных компетенций / В.С. Аванесов, В.И. Балаба, В.Я. Кершенбаум // Компетентность. – 2015. – № 3(124). – С. 3–8.
5. Светличная Т.В. Оценка экологической опасности тонкодисперсных фракций бурового шлама и разработка методов обращения с отходами бурения при освоении месторождений нефти и газа Дагестанского участка Каспийского моря : дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.36 / Т.В. Светличная; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М., 2004. – 183 с.
6. Шалыгин Р.К. Экологические аспекты технологии промывки скважин в процессе в бурения морских скважин // В книге: Нефтепромысловая химия. Тезисы докладов X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. – М., 2023. – С. 231–233.
7. Нгуен Ф.С.М. Практика применения буровых растворов на шельфе Вьетнама // В книге: Нефтепромысловая химия. XI Международная (XIX Всероссийская) научно-практическая конференция: тезисы докладов. – М., 2024. – С. 260–263.
8. Балаба В.И. Системные аспекты применения буровых технологических жидкостей на углеводородной основе / В.И. Балаба, Н.Ю. Гречищева, В.Л. Заворотный // Технические и технологические системы: материалы XIV Международной научной конференции «ТТС-23» – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2023. – С. 226–228.
9. Балаба В.И. Механизм разупрочнения глинистых пород буровыми технологическими жидкостями // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 2. – С. 19–22.

10. Применение безбаритовой системы бурового раствора UNIFORM K на основе формиата калия при строительстве горизонтальной скважины на продуктивный пласт «АС» Южно-Приобского месторождения / С.А. Черевко [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 48–53.
11. Бакиров Д.Л. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, В.А. Бурдыга, Э.В. Бабушкин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 18–22.
12. Основные тенденции развития полигликолевой технологии совершенствования буровых растворов / В.Н. Кошелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 12. – С. 29–32.

References

1. Hoang Thi Nga. Features of the geological structure of offshore deposits in Vietnam / Hoang Thi Nga, Ushivtseva L.F. // Geology, geography and global energy. – 2018. – № 1(68). – P. 35–42.
2. Nguyen F.S.M. Application of geomechanical modeling for the selection of drilling fluid density in the design of TN-X type wells / F.S.M. Nguyen, C.H. Le, M.C.K. Dinh // In the book: Oil and Gas-2024. Abstracts of the 78th International Youth Scientific Conference. – M., 2024. – P. 259–260.
3. Balaba V.I. Assessment of professional qualifications in the oil and gas industry // Quality management in the oil and gas complex. – 2011. – № 3. – P. 27–28.
4. Avanesov V.S. The content of educational technologies in the tasks of professional competence formation / V.S. Avanesov, V.I. Balaba, V.Ya. Kershenbaum // Competence. – 2015. – № 3(124). – P. 3–8.
5. Svetlichnaya T.V. Assessment of the environmental hazard of fine fractions of drilling mud and development of methods for drilling waste management in the development of oil and gas fields in the Dagestan section of the Caspian Sea : dis. ... cand. geol.-mineral sciences: 25.00.36 / Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – M., 2004. – 183 p.
6. Shalygin R.K. Ecological aspects of well flushing technology in the process of drilling offshore wells // In the book: Oilfield chemistry. Abstracts of the X International (XVIII All-Russian) Scientific and Practical Conference. – M., 2023. – P. 231–233.
7. Nguyen F.S.M. The practice of using drilling fluids on the shelf of Vietnam // In the book: Oilfield chemistry. XI International (XIX All-Russian) Scientific and practical Conference: abstracts. – M., 2024. – P. 260–263.
8. Balaba V.I. System aspects of the use of hydrocarbon–based drilling fluids / V.I. Balaba, N.Yu. Grechishcheva, V.L. Zavorotny // Technical and technological systems: proceedings of the XIV International Scientific Conference «TTS-23» – Krasnodar : Publishing House – South, 2023. – P. 226–228.
9. Balaba V.I. The mechanism of softening clay rocks by drilling fluids // Petroleum Engineer. – 2008. – № 2. – P. 19–22.
10. Application of the UNIFORM K baritless drilling mud system based on potassium formate during the construction of a horizontal well in the productive reservoir of the «AS» Yuzhno-Priobskoye field / S.A. Cherevko [et al.] // Drilling and oil. – 2017. – № 7–8. – P. 48–53.
11. Bakirov D.L. Drilling mud for the construction of deep exploration wells in the north of Western Siberia / D.L. Bakirov, V.A. Burdyga, E.V. Babushkin // Oilfield business. – 2019. – № 9. – P. 18–22.
12. Main trends in the development of polyglycolic technologies for improving drilling fluids / V.N. Koshelev [et al.] // Oil industry. – 2001. – № 12. – P. 29–32.