УДК 622.248.3

СПЕЦИФИКА ПРИМЕНЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

♦♦♦♦♦

SPECIFIC FEATURES OF USING FLUSHING LIQUIDS IN CLAY ROCKS

Балаба Владимир Иванович
доктор технических наук,
профессор,
профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина
(Национальный исследовательский университет)
balaba.v@gubkin.ru

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

Аннотация. Показано, что предупреждение осложнений при бурении глинистых породах достигается путем применения ингибирующих промывочных жидкостей. Рассмотрены механизмы ингибирования разупрочнения глинистых пород.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, разупрочнение глинистых пород, ингибирование разупрочнения глинистых пород.

Balaba Vladimir Ivanovich
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Professor of Department
of Oil and Gas Wells Drilling,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas,
(National Research University)
balaba.v@gubkin.ru

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

Annotation. It is shown that the prevention of complications during drilling in clay rocks is achieved by using inhibitory drilling fluids. The mechanisms of inhibition of clay rock softening are considered.

Keywords: drilling fluids, clay rock softening, clay rock softening inhibition.

Актуальной технологической проблемой в бурении является обеспечение деформационной устойчивости ствола скважины в интервале глинистых пород. Промывочная жидкость (ПЖ) с одной стороны, оказывает давление на ствол скважины, противодействуя изменению его напряженно-деформированного состояния, с другой – вызывает физико-химическое разупрочнение глинистых пород. Характер разупрочнения зависит от свойств глинистых пород, в первую очередь от их минералогического состава и дисперсности.

Для глинистых пород характерны полиминеральность и высокая дисперсность. Главными породообразующими глинистыми минералами являются силикаты и алюмосиликаты, размер их частиц менее 0,001 мм. В глинах распространены, главным образом, минералы группы каолинита, гидрослюд, монтмориллонита, хлорита, палыгорскита, а также смешаннослойные образования [1]. Соотношение между глинистыми минералами в породе варьирует в широких пределах. Например, в составе глинистых пород нефтегазоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона в тибейсалинской и ганькинской свитах преобладает монтмориллонит (65–85 %), а в березовской и кузнецовской свитах каолинит (35–55 %) при значительном содержании хлорита (25–35 %) и гидрослюды (20–30 %) [2].

Особенности кристаллического строения глинистых минералов обусловливают их физико-химическую активность при контакте с фильтратом ПЖ. Глинистые минералы имеют пластинчатую форму, кристаллическая структура которой образована тетраэдрическими и октаэдрическими элементами (сетками). Наличие электрического заряда на базальных плоскостях структур глинистых минералов позволяет им удерживать анионы и катионы, обусловливая их обменную способность.

Тетраэдрическая сетка образована кремнекислородными тетраэдрами, состоящими из атома кремния и четырех окружающих его атомов кислорода. Тетраэдры, соединяясь друг с другом, создают непрерывную двухмерную тетраэдрическую сетку.

Октаэдрическая сетка состоит из октаэдров, образованных шестью атомами кислорода или гидроксильными группами. В центре октаэдра может располагаться атом алюминия, железа или магния. Октаэдры образуют двухмерную октаэдрическую сетку.

Благодаря близости размеров тетраэдрические и октаэдрические сетки легко совмещаются друг с другом с образованием единого гетерогенного слоя. Прочность связи между такими слоями зависит от особенностей строения и заряда. Прочная связь обеспечивается взаимодействием атомов кислорода и гидроксильных групп (водородная связь) или катионами, располагающимися в межслоевом пространстве (ионно-электростатическая связь). Такие глинистые минералы имеют жесткую кристаллическую структуру, препятствующую проникновению в межслоевое пространство кристалла молекул воды и обменных катионов. Поэтому у минералов с жесткой кристаллической структурой (каолинит, гидрослюда, хлорит, палыгорскит) расширение межслоевого расстояния при взаимодействии с молекулами воды (внутрикристаллическое набухание) отсутствует.

Менее прочная связь между слоями кристаллов формируется молекулярными силами. В этом случае глинистые минералы (монтмориллонит) имеют раздвижную кристаллическую структуру. Молекулы воды и обменные катионы проникают в межслоевое пространство и раздвигают его, обусловливая этим большое внутрикристаллическое набухание [1]. Поэтому наиболее проблематичными в процессе бурения, являются интервалы глинистых пород с высоким содержанием монтмориллонита.

Наряду с полиминеральностью и высокой дисперсностью для управления деформационной устойчивостью ствола скважины важно знать степень уплотнения глинистых пород. По этому критерию их классифицируют в порядке увеличения степени уплотнения на глины, уплотненные глины, аргиллиты, сланцеватые аргиллиты и глинистые сланцы. Эта характеристика глинистых пород зачастую не учитывается при анализе результатов применения ингибирующих ПЖ. Например, распространенным является мнение о высокой эффективности хлоркалиевых промывочных жидкостей [3, 4]. Это действительно так, но только в глинах и уплотненных глинах, содержащих монтмориллонит, для которых он, вероятнее всего, является самым лучшим ингибитором гидратации. Например, в отдельных скважинах Надым-Пур-Тазовского региона использование хлоркалиевых ПЖ оказалось неэффективным и сопровождалось осыпями и обвалами глинистых пород [2]. Обвалы и особенно осыпи характерны для аргиллитов, сланцеватых аргиллитов и глинистых сланцев.

Бурение скважин на шельфе юга Вьетнама осуществляется в олигоценовых и миоценовых отложениях, представляющих собой перемежающиеся слои аргиллитов, песчаников, алевролитов и эффузивных пород. Спецификой глинистой составляющей отложений миоцена является широкий диапазон глинистых минералов. Имеет место примерно равновесное количество каолинита и монтмориллонита (соответственно 45 % и 40 %) с небольшой долей гидрослюды – 15 %. Иная ситуация в глинистых породах олигоцена. Здесь, в отличие от интервала отложений миоцена, монтмориллонита нет, а преобладающей является гидрослюда (ее примерно 40–45 %) и несколько меньше хлорита (30–35 %). Поэтому осложнения ствола скважины в рассматриваемых интервалах проявляются по-разному [5–7]. Если в нижних миоценовых отложениях неустойчивость ствола – это результат пластического деформирования пород с последующим его сужением и обвалом пород, то в олигоценовых отложениях преобладает осыпание пород. Следовательно, при совместном вскрытии разновозрастных интервалов риск технологических осложнений существенно возрастает. Увеличивается деформационная неустойчивость ствола скважины, интенсифицируется наработка желобов, возникают затяжки, заклинивание и прихваты бурильного инструмента.

Правильная идентификация механизма деформационной неустойчивости ствола скважины важна для планирования эффективности различных технологических

операций при углублении скважин. Профилактика осложнений деформационного характера связана в первую очередь с использованием ингибирующих разупрочнение промывочных жидкостей [8–12]. Относительно значимости отдельных факторов механизма физико-химического разупрочнения глинистых пород единого мнения нет. Поэтому разрабатываются промывочные жидкости, в которых создаются условия для реализации одного из них, принимаемого в качестве превалирующего. Так, по классификации [3] ингибирующий эффект достигается в различных ПЖ за счет следующих факторов:

а) реакций замещения в катионообменном комплексе – кальциевые и алюминизированные ПЖ;

б) преобразования глинистых минералов – калиевые ПЖ;

в) регулирования процессов осмотического массопереноса – калиевые, магниевые и натриевые ПЖ;

г) модифицирования поверхности глинистых минералов – кальциевые, алюминизированные и силикатные ПЖ;

д) гидрофобизации поверхности глинистых минералов – гидрофобизирующие промывочные жидкости;

ж) капсулирования глин полимерами – все типы ПЖ.

Следует отметить, что вышеприведенная классификация, равно как и другие, построенные по тому же принципу в значительной степени условны, поскольку весьма затруднительно идентифицировать процессы модификации, гидрофобизации и капсулирования глинистых минералов. Кроме того, в пределах одного и того же типа промывочной жидкости можно целенаправленно изменять характер ее физико-химического воздействия на глинистые породы.

Таким образом, несмотря на достаточно обстоятельное изложение в литературе вопросов исследования ингибирующих промывочных жидкостей, дифференцировать принципы составления их рецептур применительно к отдельным типам ПЖ не представляется возможным. Необходимым условием является наличие в промывочной жидкости функционального компонента – ингибирующей добавки. По классификации О.К. Ангелопуло [13] ингибирующими свойствами обладает большинство реагентов, используемых для приготовления и обработки промывочных жидкостей. Установлено, что ингибирование глинистых пород может осуществляться [14]:

а) катионами, участвующими в обменных реакциях с глинистыми минералами;

б) анионами, взаимодействие которых с атомами кристаллической решетки минерала приводит к образованию поверхностных соединений, тормозящих процесс гидратации;

в) сложными молекулами-полимерами, образующими органоминеральные комплексы повышенной прочности или покрывающими поверхность пленкой, препятствующей гидратации.

Следует подчеркнуть, что в приведенных выше публикациях под ингибированием глинистых пород подразумевается подавление их набухания. Что касается разупрочняющего влияния промывочных жидкостей на водной основе на глинистые породы в стенке скважины, то оно при прочих равных условиях определяется совместным воздействием двух факторов: скорости пропитки и скорости набухания. Первый фактор является ответственным за величину снижения прочности единичного контакта, а скорость пропитки определяет количество единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию жидкости [8].

Таким образом, существуют различные точки зрения на механизм физико-химического разупрочнения глинистых пород в стенке скважины, что обусловливает актуальность его исследования. Увеличение плотности промывочной жидкости для компенсации напряжений в пластичных глинах и физико-химическое ингибирование разупрочнения глинистых пород, находящихся в области упругих деформаций, позволяют стабилизировать приствольную зону скважины и сохранить устойчивость ее ствола в течение технологически необходимого времени.

Литература

1. Осипов В.И. Природа прочностных и деформационных свойств глинистых грунтов. – М. : МГУ, 1979. – 235 с.
2. Анализ использования хлоркалиевых буровых растворов при бурении скважин в Надым-Пур-Тазовском регионе / В.А. Мнацаканов [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 1. – С. 16–19.
3. Калиевые промывочные жидкости и результаты их применения / В.А. Евецкий [и др.]. – М. : ВИЭМС, 1987. – 35 с.
4. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М. : Недра, 2000. – 270 с.
5. Техносфера. Материалы I Всероссийской научной конференции. – Краснодар, 2024. – С. 126–128.
6. 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.
7. Нгуен Ф.С.М. Практика применения буровых растворов на шельфе Вьетнама // В книге: Нефтепромысловая химия. XI Международная научно-практическая конференция: тезисы докладов. – М., 2024. – С. 260–263.
8. Балаба В.И. Механизм разупрочнения глинистых пород буровыми технологическими жидкостями // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 2. – С. 19–22.
9. Растегаев Б.А. Современный подход к проектированию ингибирующих свойств буровых растворов для проводки скважин в сложных геолого-технических условиях // Территория Нефтегаз, 2009. – № 6. – С. 14–17.
10. Нечаева О.А. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях / О.А. Нечаева, К.В. Парфенов // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2. – № 1(14). – С. 49–52.
11. Шалыгин Р.К. Ингибирование разупрочнения глинистых пород // В сборнике: Техносфера. материалы I Всероссийской научной конференции с международным участие. – Краснодар, 2024. – С. 158–160.
12. «Полиформ» – термосолестойкий буровой раствор с высокими ингибирующими свойствами для строительства скважин в сложных геологических условиях / В.И. Ноздря [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 12(289). – С. 10–11.
13. Ангелопуло О.К. Основы выбора буровых растворов для борьбы с обвалами // Нефтяник. – 1974. – № 5. – С. 14–16.
14. Мариампольский И.А. Ингибирующее действие растворов на основе солей калия, кальция, алюминия и жидкого стекла / И.А. Мариампольский, Н.Г. Гуржиева // Труды ВНИИКРнефти. – 1978. – Вып. 14. – С. 16–20.

References

1. Osipov V.I. The Nature of Strength and Deformation Properties of Clay Soils. – M. : Moscow State University, 1979. – 235 p.
2. Analysis of the Use of Potassium Chloride Drilling Fluids in Well Drilling in the Nadym-Pur-Taz Region / V.A. Mnatsakanov [et al.] // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2010. – № 1. – P. 16–19.
3. Potassium Flushing Fluids and Their Application Results / V.A. Evetsky [et al.]. – M. : VIEMS, 1987. – 35 p.
4. Novikov V.S. Stability of clay rocks during well drilling. – M. : Nedra, 2000. – 270 p.
5. Nguyen F.S.M. Complications during well drilling on the southern shelf of Vietnam // In the collection: Technosphere. materials of the I All-Russian scientific conference. – Krasnodar, 2024. – P. 126–128.
6. Nguyen F.S.M. Application of geomechanical modeling for the selection of drilling mud 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.
7. Nguyen F.S.M. The practice of using drilling fluids on the shelf of Vietnam // In the book: Oilfield Chemistry. XI International Scientific and Practical Conference: Abstracts of Papers. – M., 2024. – P. 260–263.
8. Balaba V.I. The mechanism of clay rock de-hardening by drilling fluids // Oil Engineer. – 2008. – № 2. – P. 19–22.

9. Rastegaev B.A. Modern Approach to Designing the Inhibiting Properties of Drilling Muds for Well Drilling in Complex Geological and Technical Conditions // Territory of Neftegaz. – 2009. – № 6. – P. 14–17.
10. Nechaeva O.A. Analysis of Modern Flushing Fluid Systems for Well Drilling in Clay Deposits / O.A. Nechaeva, K.V. Parfenov // Ashirov Readings, 2022. – Vol. 2. – № 1(14). – P. 49–52.
11. Shalygin R.K. Inhibition of Clay Rock Softening // In the collection: Technosphere. Materials of the I All-Russian Scientific Conference with International Participation. – Krasnodar, 2024. – P. 158–160.
12. «Poliform» is a thermo-salt-resistant drilling mud with high inhibitory properties for well construction in complex geological conditions / V.I. Nozdrya [et al.] // Neft. Gaz. Novatsii, 2024. – № 12 (289). – P. 10–11.
13. Angelopulo O.K. Fundamentals of the choice of drilling fluids for the control of collapses // Neftyanik. – 1974. – № 5. – P. 14–16.
14. Mariampolsky I.A. Inhibitory effect of solutions based on potassium, calcium, aluminum salts and liquid glass / I.A. Mariampolsky, N.G. Gurzhieva // Proceedings of VNIIKRneft, 1978. – Iss. 14. – P. 16–20.