



УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА



DRILLING MUD QUALITY IMPROVEMENT TECHNOLOGY

Третьяк Александр Александрович

доктор технических наук, профессор,
И.о. декана факультета геологии,
горного и нефтегазового дела,
Южно-Российский государственный
политехнический университет
(НПИ) им. М.И. Платова
id.yug2016@gmail.com

Онофриенко Сергей Александрович

старший преподаватель кафедры
«Нефтегазовые техника и технологии»,
Южно-Российский государственный
политехнический университет
(НПИ) им. М.И. Платова

Аннотация. На уровне изобретения разработан состав бурового раствора, обладающий высокими ингибирующими, фильтрационными, структурно-реологическими, антиприхватными и природоохранными свойствами для осложненных условий бурения. С целью улучшения параметров бурового раствора и экономии химических реагентов его пропускают в замкнутом цикле через омагничивающее устройство.

Ключевые слова: состав и параметры бурового раствора, омагничивающее устройство, экспериментальные исследования.

Tretyak Aleksandr Aleksandrovich

Doctor of engineering, professor,
Acting Dean of the Faculty of Geology,
Mining and Oil and Gas,
Platovs South Russian State
Polytechnic University (NPI)
id.yug2016@gmail.com

Onofrienko Sergej Aleksandrovich

Senior Lecturer,
Department of Oil
and Gas Engineering and Technology,
Platovs South Russian State
Polytechnic University (NPI)

Annotation. This article states that a composition of drilling mud having high inhibitory, filtration and rheological, anti-seize and environmental properties for complicated drilling conditions, was developed as the invention. This drilling mud should be closed-circuit passed through a magnetizing device to improve its parameters and save chemicals.

Keywords: drilling mud composition and parameters, magnetizing device, experimental research.

Предложен наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор с высокой степенью ингибирования, предназначенный для бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях (патент RU 2708849). Буровой раствор обладает высочайшими ингибирующими, фильтрационными, коркообразующими, смазывающими, антиприхватными свойствами и обеспечивает установление осмотического равновесия, а также создает условия, когда осмос направлен из пласта в скважину. При этом водоотдача его составляет более 1 см³ за 30 минут, а коэффициент трения не больше 0,1.

Раствор включает полианонную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, алюминат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, мраморную крошку, отходы растительного масла, кремнийорганическую жидкость, ГКЖ-11, сульфанол, нанодисперсную медь при следующем соотношении компонентов, масс. %: мраморная крошка – 5–10, полианонная целлюлоза ПАЦ – 85/700-5-10, сульфанол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, алюминат калия – 1–5, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, нагнодисперсная медь – 0,5–4,0, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении 55/45 – 80/20.

Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами – ингибиторами. При бурении разведочных скважин на юге Ростовской области доказано улучшение крепящих свойств раствора за счет синергетического эффекта от действия предлагаемых химических реагентов.

С целью решения этой проблемы на кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова был выполнен комплекс исследований по изучению влияния физических полей на свойства буровых растворов. Нами был разработан новый технологический подход к решению этой проблемы за счет использования



устройства для омагничивания высокоингибированного бурового раствора в постоянном магнитном поле. Вопросы влияния физических полей на буровой раствор на кафедре исследовалось ранее (патент RU № 2255199).

Экспериментальные исследования выполнялись с целью решения следующих вопросов:

- изучить влияние постоянного магнитного поля на физико-химические и реологические свойства бурового раствора;
- разработать вопросы теоретического воззрения на механизм магнитной обработки бурового раствора;
- оценить влияние постоянного магнитного поля на процентное содержание реагентов в растворе, плотность раствора, вязкость, водоотдачу, СНС, рН бурового раствора;
- оценить влияние постоянного магнитного поля на процесс осаждения глинистых частиц из раствора.

Для изучения эффекта обработки наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора нами было изготовлено устройство для омагничивания промывочных жидкостей (рис. 1). Устройство состоит из: 1 – переводник для соединения с промывочным насосом, 2 – постоянные магниты, 3 – переводник для соединения с нагнетательным шлангом, 4 – соединительные диэлектрические патрубки.

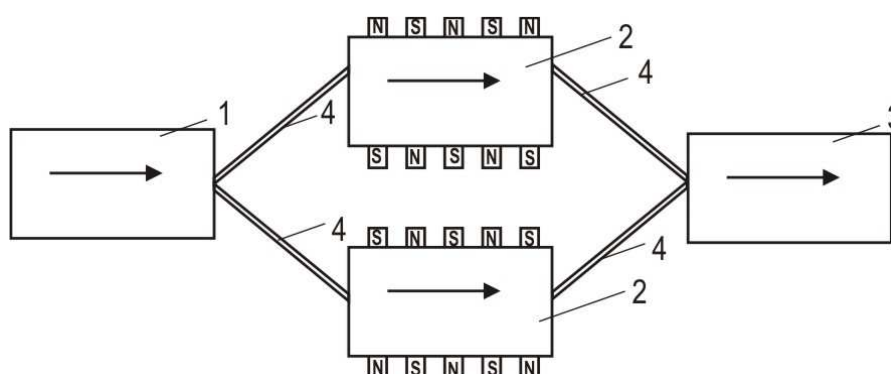


Рисунок 1 – Устройство для омагничивания промывочной жидкости

Устройство монтируется на нагнетательном шланге бурового насоса и работает в замкнутом цикле. Напряженность постоянного магнитного поля составляет 2000 эрстед и измеряется с помощью веберметра. Выполненные экспериментальные исследования позволили получить оптимальные параметры наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора (табл. 1).

Таблица 1 – Параметры наноструктурированного бурового раствора

№	Состав бурового раствора, масс. %	Параметры раствора	
		До омагничивания	После омагничивания
1	Мраморная крошка – 6	Плотность – 1,25 г/см ³ Вязкость – 32 с Водоотдача – 2 см ³ /30 мин СНС 1/10 – 15/20 дПа Содержание песка – 0,5 % рН – 12, Липкость корки – 0 Коэффициент трения – 0,1 Толщина корки – 0,5 мм	Плотность – 1,25 г/см ³ Вязкость – 40 с Водоотдача – 1 см ³ /30 мин СНС 1/10 – 20/30 дПа Содержание песка – 0,5 % рН – 12, Липкость корки – 0 Коэффициент трения – 0,1 Толщина корки – 0,5 мм
2	Полианонная целлюлоза – 5		
3	Хлористый калий – 3		
4	Феррохромлигносульфонат– 2		
5	Алюминат калия – 3		
6	Метилсиликонат калия – 3		
7	Ацетат калия – 3		
8	Бишофит – 3		
9	Сульфонол – 2		
10	ГКЖ-11 – 3		
11	Барит – 0,5		
12	Пеногаситель – 0,5		
13	Нанодисперсная медь – 3		
14	Жидкая среда – отходы растительного масла в соотношении 55/45 – 80/20 – остальное		



Известно, что полимеры полианонной целлюлозы являются высокомолекулярными соединениями, макромолекулы ее имеют линейную структуру. При обработке раствора магнитным полем происходит увеличение длины макромолекулы и ее выравнивание. На ее поверхности адсорбируется еще большее количество свободной воды из раствора, за счет этого и происходит повышение вязкости и снижение водоотдачи.

Анализ экспериментальных данных (табл. 1) позволяет утверждать, что испытываемый буровой раствор приобретает наноструктуру, то есть частицы раствора начинают измельчаться и коагулировать, таким образом увеличивая его вязкость. При этом определяющую роль в растворе играет нанодисперсная медь.

Выполненные экспериментальные исследования позволяют констатировать:

1) магнитный метод обработки бурового раствора является достаточно эффективным, при этом уменьшается водоотдача до 2 раз и вязкость увеличивается до 25 %;

2) применение этого раствора позволяет успешно сооружать скважины, представленные неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;

3) предлагаемый состав раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений, позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, способствует уменьшению дифференциальных прихватов;

4) доказано, что предлагаемый раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины;

5) в растворе, при оптимальном соотношении компонентов, происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, фильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоизносного действия отдельных компонентов;

6) выполненные теоретические и экспериментальные исследования, а также исследования разработанного наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора до и после магнитной обработки методом рентгеноструктурного анализа на микроскопе Quanta 200 позволили установить, что физическая обработка в постоянном магнитном поле приводит к заметным изменениям дисперсной структуры раствора. Общее представление о механизме, а, следовательно, и описание процессов взаимодействия магнитного поля с наноструктурированным высокоингибированным буровым раствором в настоящее время отсутствуют;

7) решающее влияние на эффективность изменения параметров при магнитной обработке оказывает присутствие ионов электролитов, находящихся в буровом растворе. В течение нескольких минут раствор омагничивается и хранит «память» в течение 20 часов. Очевидно, что это – индивидуальное свойство молекул бурового раствора. При наложении на раствор постоянного магнитного поля происходит нарушение седиментационной устойчивости, структура становится более упорядоченной, образуются области имбилизированной жидкости.

Литература

1. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.
2. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas Journal Russia. – 2011. – № 11. – С. 52–57.
3. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 2. – С. 28–31.
4. Способы борьбы с дифференциальными прихватами / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 3. – С. 56–65.
5. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях // Изд-во Вузов Сев.-Кав. регион. Технич. науки. – 2006. – № 7. – С. 56–61.
6. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для сооружения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2011. – № 2–3. – С. 66–74.
7. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz.RU. – 2018. – № 1. – С. 80–85.
8. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях / В.Ф. Чихоткин [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 7–8. – С. 58–160.
9. Разработка ингибированного раствора для бурения скважин в осложненных условиях / Ю.М. Рыбальченко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 6. – С. 29–33.
10. Патент 2303047 РФ МПКС09К 8/20 Высокоингибированный буровой раствор / Третьяк А.Я., Мацканов В.А., Зарецкий В.С., Шаманов С.А., Фролов П.А. Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М.; заявитель и патентообладатель ООО «Бурга», № 2006116111/03, заявл. 10.06.06, опубл. 20.07.07.



References

1. Koshelev V.N. General principles of the clay rocks inhibition and clay layers // Construction of the oil and gas wells on the land and at sea. – 2004. – № 1. – P. 13–15.
2. Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M. Biopolymer solution for complicated drilling conditions // Oil and Gas Journal Russia. – 2011. – № 11. – P. 52–57.
3. Drilling mud for construction of wells in difficult conditions / A.A. Tretyak [et al.] // Oil industry. – № 2. – P. 28–31.
4. Methods of struggle with differential tackles / A.Ya. Tretyak [et al.] // Coiled tubing time. – 2016. – № 3. – P. 56–65.
5. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Theoretical studies on a drilling mud management in the complicated conditions // Izd vo Vuzov, Sev. Technical sciences. – 2006. – № 7. – P. 56–61.
6. Biopolymeric highly inhibiting drilling mud for construction of the directional and horizontal wells / A.Ya. Tretyak [et al.] // Coiled tubing time. – 2011. – № 2–3. – P. 66–74.
7. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf // Neftgaz.RU. – 2018. – № 1. – P. 80–85.
8. Drilling mud and control of its rheological properties at well drilling in the complicated conditions / V.F. Chihotkin [et al.] // Drilling and oil. – 2007. – № 7–8. – P. 58–160.
9. Development of the inhibited solution for wells drilling in the complicated conditions / Yu.M. Rybalchenko [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2000. – № 6. – P. 29–33.
10. Patent 2303047 RF MPKS09K 8/20 Highly inhibited drilling mud / Tretyak A.Ya., Matzakanov V.A., Zaretskiy V.S., Shamanov S.A., Frolov P.A. Chihotkin V.F., Rybalchenko Yu.M.; applicant and patent holder of «Burg» Ltd., № 2006116111/03, declared. 10.06.06, op. cit. 20.07.07.