УДК 622.283.9; 544.032.72

ИНГИБИРОВАННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

INHIBITED DRILLING FLUIDS BASED ON RESERVOIR WATER

Четвертнева Ирина Амировна
доктор технических наук,
профессор кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
chetvertnevaia@mail.ru

Логинова Марианна Евгеньевна
кандидат физико-математических наук,
доцент,
старший научный сотрудник АО НПФ «Геофизика», Уфа
ufamel@yandex.ru

Калинин Данила Александрович
аспирант 1 года обучения,
кафедра бурение нефтяных и газовых скважин,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
donilden777555@gmail.com

Гиниятуллин Айдар Наильевич
старший буровой супервайзер,
ООО «Башнефть-Добыча»
aidar_gin@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены причины неустойчивости стволов скважин при прохождении глинисто-аргиллитовых горных пород, склонных к осыпях, обвалам и набуханию. Наблюдаемые явления приводят к осложнениям, которые проявляются отсутствием свободного хождения бурильной колонны, затяжками, посадками, а также прихватами бурильного интсрумента. Приведены решения, которые предлагаются исследователями для предупреждения подобных осложнений – применение ингибированных растворов на водной основе, на углеводородной основе. Представлены технологические данные, а также химический состав пластовых вод различных месторождений Волго-Уральского региона. Предложено использование пластовой воды в качестве дисперсионной среды для ингибированных систем буровых растворов, поскольку снижает увлажняющую способность на 5–7 %, что позволяет усиливать ингибирующие свойства буровых растворов на водной основе. При применении пластовой воду следует учитывать ее химический состав для оптимального использования ингибирующих добавок.

Ключевые слова: пластовая вода, ингибирование, осложнения, реагенты ингибиторы, химический состав.

Chetvertneva Irina Amirovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Oil and Gas Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
chetvertnevaia@mail.ru

Loginova Marianna Evgenievna
Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
Associate Professor,
Senior Researcher at JSC NPF Geophysics,
Ufa
ufamel@yandex.ru

Kalinin Danila Alexandrovich
Postgraduate Student of 1 year of study,
Department of Oil and Gas Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
donilden777555@gmail.com

Giniyatullin Aydar Nailevich
Senior Drilling Supervisor,
Bashneft-Dobycha LLC
aidar_gin@mail.ru

Annotation. The paper considers the causes of instability of boreholes during the passage of clay-mudstone rocks prone to scree, collapses and swelling. The observed phenomena lead to complications, which are manifested by the lack of free movement of the drill string, puffs, landings, as well as tacks of the drilling equipment. The solutions proposed by researchers to prevent such complications are presented – the use of inhibited water-based, hydrocarbon-based solutions. Technological data are presented, as well as the chemical composition of reservoir waters of various deposits of the Volga-Ural region. The use of reservoir water as a dispersion medium for inhibited drilling fluid systems is proposed, since it reduces the wetting ability by 5–7 %, which makes it possible to enhance the inhibitory properties of water-based drilling fluids. When using reservoir water, its chemical composition should be taken into account for optimal use of inhibitory additives.

Keywords: reservoir water, inhibition, complications, inhibitor reagents, chemical composition.

Несмотря на то, что вопрос о причинах нарушения целостности ствола скважины в интервалах залегания глинисто-аргиллитовых пород остается в достаточной степени ясным, методы борьбы с осложнениями за прошедшие 50–60 лет не претерпели существенных изменений – это утяжеление раствора, минимизация фильтрационных свойств, ингибирование.

Подавляющее большинство исследователей возникновение осыпей и обвалов неустойчивых пород связывает с влиянием физико-химических свойств бурового раствора, обусловливающих протекание процесса гидратации и увеличение напряжений в приствольной зоне.

Прогрессивным направлением поиска эффективных решений проблемы бурения в мощных толщах неустойчивых отложений является разработка и применение новых типов ингибированных систем, позволяющих существенно повысить период устойчивости легко набухающих глин и водочувствительных сланцев (аргиллитов), снизить интенсивность осложнений и наработку раствора, сократить расход химреагентов, материалов и затраты на проводку скважины [1–5].

Несмотря на достигнутый прогресс в разработке новых более совершенных систем буровых растворов, многие из предложенных технических решений из-за недостаточного ингибирующего действия не позволяли обеспечить успешную проводку скважин в неустойчивых отложениях. При бурении склонных к осыпанию и обвалам неустойчивых глинистых пород также применяются высокоингибированные системы буровых растворов на углеводородной основе (РУО). РУО являются практически идеальными системами для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях вследствие отсутствия в них водной фазы, однако они имеют недостатки, а именно:

– завышенные значения реологических характеристик, создающие предельно высокие значения давления в манифольдной линии и бурильном инструменте, оказывая повышенные нагрузки на буровой насос и бурильное оборудование;

– высокая токсичность, пожароопасность;

– отрицательное влияние на окружающую среду, необходима специализированная утилизация раствора и шлама;

– необходимость дополнительной подготовки бурового и бурильного оборудования (использование маслоустойчивых резиновых деталей), применение закрытой циркуляционной системы;

– высокая стоимость по сравнению с ингибирующими растворами на водной основе.

При прохождении потенциально неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений месторождений Башкортостана, Оренбургской, Самарской, Архангельской областей, Татарстана предпочтительней является применение высокоингибированных растворов на водной основе, в том числе прямых эмульсий с применением [6–9].

В этой связи актуальным является состав дисперсионной среды, в качестве которой можно использовать пресную, пластовую, морскую воду или водные растворы минеральных солей, главным образом хлоридов калия (KCl), натрия (NaCl), кальция ($CaCl_2$) и др.

Для предупреждения осложнений при прохождении неустойчивых аргиллитов и склонных к набуханию глинистых пород предлагается использовать комплексный подход, включающий в себя анализ и подбор технической воды для использования в качестве дисперсионной среды – основы бурового раствора для применения на различных месторождениях Волго-Уральского региона.

На основе большого промыслового опыта применения минерализованных (пластовых) вод (рапы) на различных месторождениях Волго-Уральского региона (Башкортостан, Оренбургская, Самарская, Архангельская области, Татарстан) нами были проанализированы данные по рапе (пластовой воде), химический анализ которых по некоторым месторождениям представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Химический анализ пластовых вод различных месторождений

№	Пластовая вода	Внешний вид, запах	ρ, г/см^3	pH	Ca^{2+}, мг/л	Mg^{2+}, мг/л	Cl^-, мг/л
1.	Метелинское м-е, скв. 595	Светлая, без запаха	1,205	5,5	41000	4860	184202
2.	Бураевское м-е, скв. 3018г	С желтизной, без запаха	1,175	5,5	17034	4252	165181
3.	Усень-Ивановское м-ние, скв. 1724	Рыжая, с металлическим запахом	1,165	5,5	25250	3766	130143
4.	Абдулловское м-е, скв. № 3357г	Рыжая, с металлическим запахом	1,19	5,5	35070	4617	165181
5.	Знаменское м-е, скв. № 1830	Светлая, с нефтяным запахом	1,195	5,0	36573	4192	170187
6.	Арланское м-е, скв. № 1829	Мутная, без запаха	1,155	6,0	11022	3037	160176
7.	Сергеевское м-е, скв. № 1481	Темная, с запахом H_2S	1,20	6,2	3000	360	160000
8.	Арланское м-е, скв. № 11279	Черная, с H_2S	1,17	6,3	10000	3159	145159
9.	ОНГКМ, скв. № 9051	С нефтью	1,19	5,72	30060	4252	166182
10.	Барино-Лебяжинское м-е, скв. № 252	Светлая, без запаха	1,17	5,8	22020	5346	168654
11.	Вахитовское м-е, скв. № 5004	Светло-желтая	1,195	6,0	28456	6804	138144
12.	М-е им. Р. Требса, куст № 8	Светлая, без запаха	1,0103	4,9	336	865	11496
13.	Степноозерское м-е, скв. № 1145	Светло-желтая, без запаха	1,175	6,5	16142	2654	149236

Как видно из таблицы 1, пластовые воды различных месторождений Волго-Уральского региона содержат достаточно большое количество катионов кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}), что обеспечивает

при применении в качестве дисперсионной среды буровых растворов минерализованных пластовых вод снижение расхода солей-комплексообразователей для дополнительной обработки раствора, поскольку катионы изначально находятся в составе указанных пластовых вод, что обусловливают «сшивку» макромолекул полимерной составляющей бурового раствора. Опыт применения в качестве дисперсионной среды минерализованной (пластовой) воды показал, что она оказывает положительное влияние на ингибирующие свойства растворов, дополнительно снижая их увлажняющую способность на 5–7 %.

Считаем, что в зависимости от степени минерализации дисперсионной среды, состояние полимерной составляющей также будет варьироваться. Полимерным компонентами буровых растворов могут быть природные высокомолекулярные, модифицированные полисахаридные соединения и камеди, устойчивые к полиминеральной агрессии и способные к созданию систем с регулируемыми фильтрационными, вязкостными и реологическими свойствами, что является преимуществом по сравнению с синтетическими полимерами [10–11]. В пресной воде, в которой хорошо растворяется полимер, образуются либо вытянутые цепочки макромолекул или в виде рыхлых клубков. При «сшивке» (комплексообразовании) в растворе полимера образуется трехмерная «сетка» из макромолекул полимера, что придает раствору повышенную вязкость, а показатель фильтрации его, наоборот, снижается. В минерализованной воде, где растворимость полимера значительно хуже и степень диссоциационных групп снижается, макромолекулы имеют форму плотных клубков.

Выводы.

1. Авторы считают, что для месторождений Волго-Уральского региона более эффективно, по сравнению с пресной водой, использование в качестве дисперсионной среды для ингибированных систем буровых растворов пластовых вод с различной степенью минерализации.

2. В зависимости от типа разбуриваемых глинистых пород предлагается применять ингибирующие добавки с учетом химического состава применяемых пластовых вод для более эффективного ингибирования бурового раствора.

Список литературы:

1. Физико-химические проблемы бурения и заканчивания скважин в сложных горно–геологических условиях / Б.А. Андресон [и др.]. – Уфа : РИО НБ РБ, 2000. – 75 с.

2. Иванников В.И. О природе осложнений при бурении скважин в неустойчивых глинистых породах / В.И. Иванников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 5.– С. 12–15.

3. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» / В.П. Овчинников[и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 12. – С. 24–29.

4. Викулов Б.В. Применение ингибиторов набухания глинистых отложений на основе органических солей / Б.В. Викулов, В.А.Кононов, М.Е. Логинова // В сборнике: Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ : в 2-х т. – Уфа, 2020. – С. 88.

5. Повышение эффективности бурения глинистых отложений и качества вскрытия продуктивных пластов применением полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора / Д.Р. Зель [и др.]// Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 332–335.

6. Логинова М.Е. Особенности вскрытия аргиллито-глинистых отложений при бурении горизонтальных скважин / М.Е. Логинова, И.А. Четвертнева, Н.С. Тивас // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 402–404.

7. Ибатуллин В.В. Синтетические промывочные жидкости для бурения скважин в сложных горно–геологических условиях / В.В. Ибатуллин, М.Е. Логинова, Т.Д. Дихтярь // Современные технологии в нефтегазовом деле: материалы международной научно–технической конференции : в 2-х т. – М., 2019. – С. 328–331.

8. Четвертнева И.А. Особенности бурения глинисто-аргиллитовых пород Волго-Уральского региона / И.А. Четвертнева, Е.В. Беленко, И.Ф. Гайсин // НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – Самара, 2019. – № 6. – С. 32–35.

9. Четвертнева И.А. Практические аспекты применения буровых реагентов на основе природных полимеров на месторождениях Башкортостана / И.А. Четвертнева, О.Х. Каримов, Х.И. Акчурин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 1. – С. 42–47.

10. Буровой раствор на основе природного отечественного сырья / И.А. Четвертнева [и др.] // Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК: материалы Международной научно–практической конференции. – СПб., 2019. – С. 74–76.

11. Исследование реологических свойств бурового раствора / В.Т. Гирфанов, М.Е. Логинова; Отв. ред. В.К. Тян // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: Материалы III научно-практической конференции с Международным участием. – Уфа, 2018. – С. 54.

List of references:

1. Physico-chemical problems of drilling and completion of wells in difficult mining and geological conditions / B.A. Andreson [et al.]. – Ufa : RIO NBR, 2000. – 75 p.
2. Ivannikov V.I. On the nature of complications when drilling wells in unstable clay rocks / V.I. Ivannikov // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2004. – № 5. – P. 12–15.
3. Polymer drilling fluids. The evolution «from mud to princes» / V.P. Ovchinnikov [et al.] // Drilling and oil. – 2014. – № 12. – P. 24–29.
4. Vikulov B.V. The use of inhibitors of swelling of clay deposits based on organic salts / B.V. Vikulov, V.A. Kononov, M.E. Loginova // In the collection: Materials of the 71st scientific and technical conference of students, postgraduates and young scientists of USNTU : in 2 vol. – Ufa, 2020. – P. 88.
5. Improving the efficiency of drilling clay deposits and the quality of opening productive formations using polysaccharide hydrophobic drilling mud / D.R. Zel [et al.] // Bulatov readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 332–335.
6. Loginova M.E. Features of opening mudstone-clay deposits during drilling of horizontal wells / M.E. Loginova, I.A. Chetvertneva, N.S. Tivas // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 402–404.
7. Ibatullin V.V. Synthetic flushing fluids for drilling wells in difficult mining and geological conditions / V.V. Ibatullin, M.E. Loginova, T.D. Dikhtyar // Modern technologies in the oil and gas industry: proceedings of the international scientific and technical conference : in 2 vol. – M., 2019. – P. 328–331.
8. Chetvertneva I.A. Features of drilling clay-mudstone rocks of the Volga-Ural region / I.A. Chetvertneva, E.V. Belenko, I.F. Gaisin // NTZH «Oil. Gas. Innovations». – Samara, 2019. – № 6. – P. 32–35.
9. Chetvertneva I.A. Practical aspects of the use of drilling reagents based on natural polymers in the fields of Bashkortostan / I.A. Chetvertneva, O.H. Karimov, H.I. Akchurin // Transport and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials. – 2020. – № 1. – P. 42–47.
10. Drilling mud based on natural domestic raw materials / I.A. Chetvertneva [et al.] // Environmentally safe drilling and process fluids – the basis for sustainable development of the fuel and energy complex: materials of the International Scientific and Practical Conference. – SPb., 2019. – P. 74–76.
11. Investigation of rheological properties of drilling mud / V.T. Girfanov, M.E.Loginova; Executive Editor V.K. Chan // Oil and gas complex: problems and innovations: Materials of the III scientific and practical conference with International participation. – Ufa, 2018. – P. 54.