УДК 622.248.9

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

DRILLING FLUID SYSTEMS DESIGN FOR OIL AND GAS WELL DRILLING

Габбасов Л.Х.
аспирант,
Уфимский государственный нефтяной технический университет
lgabbas@icloud.com

Аль-Амоди А.С.
аспирант,
Уфимский государственный нефтяной технический университет
alamodi.a.h.s2020@gmail.com

Четвертнева И.А.
доктор технических наук,
профессор,
Уфимский государственный нефтяной технический университет
chetvertnevaia@mail.ru

Аннотация. В статье анализируется проблема потери устойчивости ствола скважины при бурении в сложных геологических условиях с неустойчивыми глинистыми породами. Предлагается подход к проектированию высокоингибированных буровых растворов на водной основе с использованием минерализованных пластовых вод. Учитывается влияние элементного состава пород и синергетический эффект применяемых реагентов для повышения эффективности ингибирования и обеспечения устойчивости ствола скважины.

Ключевые слова: бурение скважин, устойчивость ствола, глинистые породы, буровой раствор, пластовая вода, ингибирование.

Gabbasov L.Kh.
Postgraduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
lgabbas@icloud.com

Al-Amoudi A.S.
Postgraduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
alamodi.a.h.s2020@gmail.com

Chetvertneva I.A.
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Ufa State Petroleum Technological University
chetvertnevaia@mail.ru

Annotation. The article analyzes the problem of wellbore instability during drilling in complex geological conditions with unstable argillaceous rocks. An approach is proposed for designing highly inhibited water-based drilling fluids using mineralized formation waters. The influence of the elemental composition of the rocks and the synergistic effect of the reagents used are taken into account to increase the efficiency of inhibition and ensure wellbore stability.

Keywords: well drilling, wellbore stability, argillaceous rocks, drilling fluid, formation water, inhibition.

При бурении нефтегазовых скважин наиболее распространенными и труднопреодолимыми являются осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины (осыпи, обвалы, ползучесть и пр.), при прохождении интервалов набухающих высокопластичных глинистых пород и неустойчивых аргиллитов большой протяженности, особенно при реконструкции скважин методом забуривания боковых стволов.

Причины возникновения указанных осложнений зависят от целого ряда факторов, имеющих место в скважине (механических, физико-химических), от свойств аргиллито-глинистых пород (петрографических, минералогических, физико-химических и др.), а также от выбора дисперсионной среды для приготовления буровых растворов. Полностью предотвратить увлажнение и снижение устойчивости терригенных (глинистых) пород нельзя, но возможно снизить темп их разупрочнения до уровня, обеспечивающего безаварийное бурение скважины в течение определенного периода времени, достаточного для завершения работ.

Вопрос сохранения устойчивости стенок скважины при бурении в аргилито-глинистых породах в настоящее время остается ключевой проблемой, освещаемой в многочисленных публикациях, посвященных строительству нефтегазовых скважин на различных отечественных месторождениях и применению эффективных систем буровых растворов [1–4].

При проектировании систем буровых растворов на водной основе, способных обеспечить сохранение устойчивости ствола скважины в интервале неустойчивых пород важно особое внимание уделять выбору дисперсионной среды. Так, при прохождении потенциально неустойчивых отложений месторождений Башкортостана, Татарстана Оренбургской, Самарской, Архангельской областей предпочтительней является применение высокоингибированных растворов на водной основе, в том

числе прямых эмульсий на основе минерализованной (пластовой) воды, представляющую собой растворы минеральных солей, главным образом хлоридов калия (KCl), натрия (NaCl), кальция ($CaCl_2$) и др. [5].

На основе большого промыслового опыта применения минерализованных пластовых вод (рапы) на различных месторождениях Волго-Уральского региона были проанализированы данные по пластовым водам, хим.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-ние, скв. 595	Светлая, без запаха	1,205	5,5	41000	4860	184202
2	ОНГКМ, скв. 9051	С нефтью	1,19	5,72	30060	4252	166182
3	Барино-Лебяжинское м-ние, скв. 252	Светлая, без запаха	1,17	5,8	22020	5346	168654
4	Вахитовское м-ние, скв. 5004	Светло-желтая	1,195	6,0	28456	6804	138144
5	М-ние им. Требса, скв.	Светлая, без запаха	1,0103	4,9	336	865	11496
6	Степноозерское м-ние, скв. 1145	Светло-желтая, без запаха	1,175	6,5	16142	2654	149236

Данные таблицы 1 показывают, что пластовые воды месторождений Волго-Уральского региона содержат достаточное 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.

Применение в качестве дисперсионной среды минерализованной (пластовой) воды оказывает положительной влияние на ингибирующие свойства растворов, дополнительно снижают их увлажняющую способность на 5–7 %.

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.

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, что благоприятно сказывается на технологичсеких параметрах бурового раствора при прохождении интервалов с большими углами вскрытия горных пород.

Применение высокоингибированного бурового раствора с применением в качестве дисперсионной среды пластовой воды позволяет снизить осложненность при прохождении склонных к осыпанию аргиллитов Верейского, Бобриковского и Кыновского горизонтов. Поэтому для месторождений Волго-Уральского региона более эффективно использование в качестве дисперсионной среды для систем буровых растворов минерализованных (пластовых) вод с различной степенью минерализации.

При проектировании рецептур буровых растворов кроме применения минерализованной пластовой воды, должен применяться подход к выбору ингибирующих добавок в составе буровых растворов на основе учета типов и элементного состава неустойчивых глинистых пород [6, 7].

Результаты проведенных исследований химического состава образцов аргиллитов и глиноматериалов методом рентген-структурного анализа (РФА) представлены в таблице 2.

По данным таблицы 2 видно, что имеются существенные отличия элементного состава в аргиллитах различных месторождений и глиноматериалов, а именно: практическое отсутствие в агриллитовых образцах одновалентных катионов натрия и калия Na (K) и значительное превышение от 2 до 3 раз, по сравнению с глиноматериалами, количественного содержания двухвалентных (Ca^{2+} и Mg^{2+}). Известно, что в среде многоатомных спиртов трехвалентные катионы (Al^{3+} и Fe^{3+}), способны к образованию комплексонатов, создавая структуры, напоминающие «сшивку».

Таблица 2 – Усредненный элементный состав образцов различных глиносодержащих материалов и аргиллитов различных месторождений

Наименование материала	Содержание катионов и анионов, % масс						
	SiO_3^{2-}	Al^{3+}	Fe^{3+}	Mg^{2+}	Na^{+}	Ca^{2+}	K^{+}
Хакасский бентонит	59,226	25,853	5,036	1,142	2,429	1,343	1,304
Куганакский бентонит	62,384	29,889	3,064	1,158	1,121	0,588	1,053
Аргиллиты Западно– Коммунарского месторождения	45,956	28,787	9,714	2,360	0,021	2,617	0,137
Аргиллиты Дмитриевского месторождения	44,256	27,187	8,314	2,897	0,014	2,280	0,204
Аргиллиты Среднемакарихинского месторождения	41,402	25,670	10,325	2,376	0,017	3,956	0,123

Предложенный подход к проектированию составов буровых растворов предполагает использование результатов исследований элементного состава глинистых пород для применения различных материалов и реагентов, обеспечивающих комплексное ингибирование.

Считаем, что важным при проектировании систем высокоингибированных буровых растворов является исследование применяемых в составе растворов реагентов на предмет по совместимости и проявления синергетического эффекта [8–10].

На основании изучения свойств крахмальных и целлюлозных реагентов, камедей, как высокомолекулярных веществ (ВМВ), а также смазочных добавок, было выявлено их различное влияние на структуру дисперсионной среды (тех. воды) за счет образования дополнительных химических водородных связей, причем каждого по-своему. При этом, эффект совместного воздействия ВМВ на воду может быть как аддитивным, так и синергетическим (и даже антагонистическим). Типы воздействий изучаются на примере композиций крахмала, как «простейшего» биополимера, камедей растительного или ферментативного происхождения и смазочных добавок.

Таким образом, проектирование систем буровых растворов на водной основе для применения при бурении неустойчивых горных пород должно быть основано на аналитическом подходе к выбору дисперсионной среды, состава и свойств разбуриваемых аргиллито-глинистых пород и возможного синергетического эффекта совместно применяемых реагентов и материалов.

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. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М. : Недра, 2000. – 270 с.

3. Шарипов А.У. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин / А.У. Шарипов, К.В. Антонов, Р.Р. Лукманов. – Уфа : Тау, 2003. – 168 с.

4. Патент РФ № 2738187 Эмульсионный буровой раствор. Заявлено 21.04.2020. Опубл. 09.12.2020.

5. Применение минерализованной воды в качестве основы для систем буровых растворов для Волго-Уральского региона. Булатовские чтения / М.Е. Логинова [и др.]. – 2018. – С. 1–4.

6. 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.

7. Повышение эффективности бурения глинистых отложений и качества вскрытия продуктивных пластов с помощью полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора / А.Д. Кондрашина [и др.]. // Нефтепромысловая химия. – Уфа, 2024. – С. 56–59.

8. Четвертнева И.А. Разработка и применение полимерных реагентов в составе промывочных жидкостей при строительстве нефтегазовых скважин и добыче углеводородного сырья. – Уфа : УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2024. – 253 с.

9. Габбасов Л.Х. Проектирование системы буровых растворов при бурении нефтегазовых скважин / Л.Х. Габбасов, И.А. Четвертнева // Материалы II Международной молодежной научно-технической конференции «Большая химия», секция «Химическая технология в нефтегазовой отрасли». – Уфа, 2024. – С. 24–26.

10. Аль-Амоди А.С. Применение биополимерных растворов при бурении нефтегазовых скважин / А.С. Аль-Амоди, И.А. Четвертнева // Материалы II Международной молодежной научно-технической конференции «Большая химия», секция «Химическая технология в нефтегазовой отрасли». – Уфа, 2024. – С. 32–34.

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 NB RB, 2000. – 75 p.
2. Novikov V.S. Stability of clayey rocks during borehole drilling. – M. : Nedra, 2000. – 270 p.
3. Sharipov A.U. Development and application of polymer solutions in drilling and completion of deep wells / A.U. Sharipov, K.V. Antonov, R.R. Lukmanov. – Ufa : Tau, 2003. – 168 p.
4. Patent of the Russian Federation № 2738187 Emulsion drilling mud. Declared 21.04.2020. Published 09.12.2020.
5. Application of mineralized water as a basis for drilling fluid systems for the Volga-Ural region. Bulatov Readings / M.E. Loginova [et al.]. – 2018. – P. 1–4.
6. Chetvertneva I.A. Features of drilling clay-argillitic 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.
7. Increase of drilling efficiency of clay deposits and quality of productive formation opening with the help of polysaccharide hydrophobizing drilling mud / A.D. Kondrashina [et al.] // Oilfield chemistry. – Ufa, 2024. – P. 56–59.
8. Chetvertneva I.A. Development and application of polymeric reagents in the composition of washing liquids in the construction of oil and gas wells and hydrocarbon production. – Ufa : UNPC «Izd-vo UGNTU», 2024. – 253 p.
9. Gabbasov L.H. Designing a system of drilling fluids for drilling oil and gas wells / L.H. Gabbasov, I.A. Chetvertneva // Proceedings of the II International Youth Scientific and Technical Conference «Big Chemistry», section «Chemical Technology in Oil and Gas Industry». – Ufa, 2024. – P. 24–26.
10. Al-Amodi A.S. Application of biopolymer solutions in drilling oil and gas wells / A.S. Al-Amodi, I.A. Chetvertneva // Proceedings of the II International Youth Scientific and Technical Conference «Big Chemistry», section «Chemical Technology in Oil and Gas Industry». – Ufa, 2024. – P. 32–34.