



УДК 622.244.442.063

УЛУЧШЕННАЯ РЕЦЕПТУРА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ

IMPROVED DRILLING PREPARATION FOR PREVENTION OF STITCHES

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Крымов Александр Витальевич

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
sasha-krymov@bk.ru

Калинин Константин Андреевич

студент-специалист,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
Stan-stay99@mail.ru

Аннотация. В статье предлагается рассмотреть новую рецептуру бурового раствора для сооружения скважин в сложных геолого-технических условиях. Приведен состав раствора для предупреждения прихватов буровых колонн.

Ключевые слова: буровой раствор, крепящие и смазывающие свойства раствора, строительство скважин в сложных условиях, прихваты буровой колонны.

Rybalchenko Yury Mikhailovich

Ph. D., Associate Professor of
oil and gas equipment and technologies,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
13050465@mail.ru

Krymov Alexander Vitalievich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
sasha-krymov@bk.ru

Kalinin Konstantin Andreevich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
Stan-stay99@mail.ru

Annotation. The article proposes to consider a new formulation of drilling mud for well construction in difficult geological and technical conditions. The composition of the solution for preventing sticking of drill string is given.

Keywords: drilling mud, fixing and lubricating properties of mortar, well construction in difficult conditions, stuck drill string.

Последние годы характеризуются активными исследованиями по разработке и созданию новых систем промывочных жидкостей, которые могут обеспечивать требуемые технологические свойства при бурении скважин в осложненных условиях.

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола, в том числе при освоении Российского шельфа, приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически разделяют прихваты на обусловленные механическим взаимодействием и дифференциальные. Согласно современной терминологии прихваты, обусловленные механическим воздействием, разделяются на две категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет около 80 %, а примерно 20 % приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Как известно, многие осложнения, возникающие при бурении сильно искривленных и горизонтальных скважин, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Плохая очистка скважины, избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию буровой колонны, зашламление ствола, потеря циркуляции, кольматация пристволенной зоны, осложнение при спуске каротажных снарядов и другие проблемы, сильно замедляющие и удорожающие бурение, как правило, являются следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

При разработке составов буровых растворов первоочередным является рассмотрение таких вопросов, как очистка скважины, смазывающая способность очистного агента, стабилизация (устойчивость) ствола, мощность буровой установки, экология и безопасность проведения работ.

Изучив условия бурения скважин, технологию и состав буровых растворов в условиях Северного Кавказа, Западной Сибири и на платформах в Северном Каспии при сооружении горизонтальных скважин, сотрудники кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова предложили комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий высокими смазывающими, крепящими, низкими фильтрационными свойствами и качественными реологическими параметрами. Буровой раствор предназначен для бурения верти-



кальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях мощных отложений высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе в условиях изменения целостности ствола скважины. Компоненты, входящие в буровой раствор, приведены в таблице 1.

Применение этого бурового раствора повышает коэффициент восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта благодаря улучшению ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора, в результате в стволе скважины не образуются желоба и не возникают прихваты.

Улучшение ингибирующих свойств достигается за счет повышения крепящего действия раствора. В механизме синергетического эффекта

Лабораторно подтверждена составляющая роль каждого реагента. В раствор вводят следующие реагенты-ингибиторы набухания глин.

Таблица 1 – Компоненты бурового раствора

Реагенты	Массовое содержание реагента, %, в буровом растворе							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Мраморная крошка	5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10
ПАЦ 85/700	5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	8,0	9,0	10
KCl	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5
ФХЛС	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5
CH ₃ SiO ₂ K	1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4
CH ₃ COOK	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4
MgCl·6H ₂ O	2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5
Сульфенол	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5
ГКЖ-11	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1
Барит	0,5	1	1	2	2	3	4	5
Масло/вода	55/45	60/40	65/35	65/35	75/25	75/25	75/25	80/20

1. Хлористый калий (KCl) – являясь основным источником катиона K⁺, играет определяющую роль в ингибирующем действии раствора. Благодаря размерам ионного радиуса катионы калия могут входить в межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно срастая их пакеты и способствуя межслоистой дегидратации глин.

2. Бишофит (MgCl·6H₂O) за счет присутствия иона магния Mg⁺ в ионообменном комплексе снижает активность водной фазы раствора и степень увлажнения глин, сохраняя их устойчивость в процессе бурения.

3. Ацетат калия (CH₃COOK) – дополняет крепящее действие хлорида калия влиянием на структурно-адсорбционные деформации в системе глина – жидкость, способствует уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и сохранению ствола скважины.

4. Кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11) – за счет гидрофобизирующего действия на горные породы снижает увлажняющую способность раствора и предотвращает быстрое развитие гидратации водочувствительных глин.

5. Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) способствует проявлению синергетического эффекта благодаря размеру и строению макромолекул реагента, адсорбирующихся на глинистых частицах.

6. Метилсиликонат калия (CH₃SiO₂K) – за счет присутствия ионов K дополняет крепящее действие раствора, влияет на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина жидкость, способствует уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины.

Сочетание этих шести основных реагентов-ингибиторов является наиболее эффективным для бурения скважин в осложненных условиях.

В процессе исследования выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: KCl, бишофита, ацетата калия, ГКЖ-11, метилсиликоната калия, ФХЛС. В качестве масляной составляющей в растворах могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел. Сульфенол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое порошкообразное ПАВ анионного типа, хорошо растворимое в воде и образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) служит регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще используется пента 465. Барит как утяжелитель применяется с массовым содержанием от 0,5 до 10 %. Реологические показатели раствора (табл. 2) способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины [3, 4]



Таблица 2 – Параметры ингибирующего раствора

Параметры	Номер бурового раствора							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность, г/см ³ (ареометр)	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
Условная вязкость, с (СПВ-5)	30	32	33	34	35	36	37	40
Водоотдача, см ³ /30 мин (ВМ-6)	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
Коэффициент трения (КТК-2)	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

Выполненные лабораторные исследования позволили установить, что применение шести указанных ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей раствора, при этом каждый реагент дополняет друг друга и усиливает крепящие свойства бурового раствора. Кроме того, за счет подбора химических реагентов в таком составе происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая глина переходит в кальциевую, что способствует снижению гидратации, набухания, выпучивания и текучести, уменьшению числа обвалов и осыпей пород.

Выводы

1. Лабораторные исследования подтвердили синергетический эффект действия компонентов раствора: комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.
2. Предлагаемый состав нового раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процессов гидратации и набухания глинистых отложений.
3. Разработанный раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск прихватов.
4. Применение разработанного раствора позволяет успешно бурить разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 м с горизонтальным окончанием, на участках, представленных неустойчивыми высоко-пластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами.

Литература:

1. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложненных условиях : дис. ... канд. техн. наук. – М., 2009. – 150 с.
2. Биополимерный высокоингибирующий буровой раствор для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтыбинга. – 2011. – № 2–3. – С. 29–33.
3. Пат. 2303047 РФ. МПКС09К 8/20 Высокоингибированный буровой раствор / А.Я. Третьяк, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий, С.А. Шаманов, П.А. Фролов, В.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко; заявитель и патентообладатель ООО «Бургаз». – № 2006116111/03: заявл. 10.05.06; опубл. 20.07.07.
4. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.Я. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 27–31.

References:

1. Rybalchenko Yu.M. Development of flushing liquid for drilling of rezvedochny wells in the complicated conditions : yew. ... Cand. Tech. Sci. – M., 2009. – 150 p.
2. Biopolymer the directed and horizontal wells high-inhibiting drilling mud fluid for drilling inclined / A.Ya. Tretiak [etc.] // Koltubing Time. – 2011. – № 2–3. – P. 29–33.
3. Stalemate. 2303047 Russian Federation. MPKS09K 8/20 High-inhibited drilling mud fluid / A.Ya. Tretiak, V.A. Mnatsakanov, V.S. Zaretsky, S.A. Shamanov, P.A. Frolov, V.F. Chikhotkin, Yu.M. Rybalchenko; applicant and patent holder of LLC Burgaz. – № 2006116111/03: declare 10.05.06; publish 20.07.07.
4. Drilling mud fluid for construction of wells in difficult conditions / A.Ya. Tretiak [etc.] // Oil economy. – 2016. – № 2. – P. 27–31.