

Таблица 2

Расчет нагрузки на опору при различной концентрации смазывающей добавки

Концентрация, %	Коэффициент трения, Ктр	Сила трения, кН	Зенитный угол θ	Нагрузка на опору, кН
0,4	0,25	20	85	44,02608
0,6	0,19	15,2	85	39,22608
0,8	0,14	11,2	85	35,22608
1	0,08	6,4	85	30,42608
1,2	0,04	3,2	85	27,22608

Автору неизвестны значения предельно допустимых нагрузок для отклоняющих лопаток данного типа РУС. Однако, данная методика применима для рекомендаций по подбору оптимальных значений концентрации смазывающей добавки, исходя из соображений снижения нагрузки на отклоняющий модуль.

Литература

- Новосельцев Д.И. Анализ нагрузок, действующих на отклоняющие педали роторных управляемых систем типа push-the-bit в наклонном стволе скважины // Труды Международной научно-технической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях», Донецк. – 2016.
- Паспорт качества на добавку смазывающую «LUBRIOL».
- Техническая характеристика PowerDrive X5 675 [Электронный ресурс]: официальный сайт фирмы Schlumberger: <http://www.slb.com/powerdrive>.
- Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки. – 2014. – №1/2. – С.36-39.
- Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С.54-55.
- Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С.2-4.
- Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть. – 2012. – №9. – С. 36-41.
- Kelly K. Rotary steerables. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA. – 2012. - №6. – P. 44-46.
- Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84-89.

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ

Н.В. Понамарёв, А.М. Цатрян

Научный руководитель доцент Ю.М. Рыбальченко

**Южно-Российский государственный политехнический университет имени М. И. Платова,
г. Новочеркасск, Россия**

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 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 отдельные категории, а именно: прихваты шламом или обвалившейся породой и заклинивание на участках со сложной геометрией ствола. Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная буровая колонна вдавливаются в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между буровой колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. Такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если буровая колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы жидкости, например, перфорационные отверстия или негерметичности вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они

рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа. Если в разрезе нет проницаемого пласта, то не будет фильтрационной корки и дифференциального давления.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Фильтрационная корка представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки. Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы.

Принцип ликвидации дифференциального прихвата заключается в снижении градиента (перепада) давления на стенку скважины в направлении проницаемого пласта путем разупрочнения и разрыхления фильтрационной корки, находящейся в зоне дифференциального прихвата. Наиболее эффективный способ заключается в проникновении антиприхватной жидкости сквозь фильтрационную корку бурового раствора путем растрескивания, что позволяет сделать ее малопроницаемой за счет образования в ней каналов большого диаметра и, как следствие, увеличения фильтрации жидкости в зоне прихвата. По образовавшимся каналам углеводородная жидкость поступает из скважины в поры пласта и снижает перепад давления в системе «скважина – пласт», что приводит к «освобождению» от дифференциального прихвата. Для ускорения растрескивания и фильтрации антиприхватной жидкости необходимы специальные поверхностно-активные добавки, позволяющие облегчить проникновение углеводородного носителя через фильтрационную корку.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (Новочеркасский политехнический институт) предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, предназначенный для бурения нефтегазовых наклонно-направленных и горизонтальных скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины.

Данный раствор для бурения скважин включает в себя полианионную целлюлозу, хлористый калий, барит, бишофит, феррохромлигносульфонат, метилсиликонат калия, ацетат калия, пеногаситель, воду, дополнительно содержит мраморную крошку, отходы растительного масла, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, сульфонол при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка – 5-10, полианионная целлюлоза – 2-10, сульфонол – 2-5, хлористый калий – 2-5, метилсиликонат калия – 1-4, ацетат калия – 1,5-4, бишофит – 2-5, феррохромлигносульфонат – 1-5, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11 – 2-5, барит – 0,5-5, пеногаситель – 0,5-1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении мас. %: 55/45 – 80/20.

В настоящее время получен патент на изобретение по составу бурового раствора (патент RU № 2582197). Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых условиях, на имеющемся оборудовании. Все необходимые химические реагенты предварительно завозятся на буровую. Сначала приготавливается раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается полианионной целлюлозой. Все остальные химические реагенты вводятся в растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химических реагентов следующий: продукт переработки растительного масла, KCl, феррохромлигносульфонат ФХЛС, ацетат калия CH_3COOK , метилсиликонат $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$, бишофит $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, сульфонол, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, пеногаситель, барит. Оптимальным является буровой раствор № 8, имеющий параметры: плотность - 1,22 г/см³, вязкость - 40 с, водоотдача 0 см³ за 30 мин, коэффициент трения - 0,06 (табл.). Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – 0 см³/ за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения – меньше 0,1, толщина корки – меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет от 55/45 до 80/20, плотность раствора – от 1,1 до 1,2 г/см³, условная вязкость – 35-40 секунд, пластическая вязкость – 20-40 мПа·С, статическое напряжение сдвига 1/10 минут – 15-20/20-30 дПа, содержание песка – меньше 0,5%, содержание Ca⁺⁺ – больше 16 000 мг/л, содержание Cl⁻ – больше 30 000 мг/л.

Улучшение ингибирующего качества раствора достигается за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта лабораторно подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения в раствор реагентов - ингибиторов набухания глин: хлористый калий KCl, бишофит $\text{MgCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, ацетат калия CH_3COOK , гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11, феррохромлигносульфонат ФХЛС, метилсиликонат калия $\text{CH}_3\text{SiO}_2\text{K}$. Сочетание именно этих шести основных реагентов-ингибиторов представляет найденную наиболее синергетически выгодную их комбинацию для бурения скважин в осложненных условиях.

Предложенный комплексный по свойствам многокомпонентный высокомолекулярный ингибирующий раствор обладает очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице.

Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства для осложненных

условий бурения. Экспериментально подтверждено в лабораторных условиях явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами-ингибиторами.

Таблица 1

Комплексный буровой раствор

Состав химических реагентов	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3	Раствор №4	Раствор №5	Раствор №6	Раствор №7	Раствор №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 ₃ 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	
Сульфид	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	
Жидкая фаза – остальное масло/вода	55/45	60/40	65/35	65/35	70/30	75/25	75/25	80/20	
Параметры раствора	Плотность, г/см ³	1,16	1,18	1,19	1,20	1,20	1,21	1,21	1,22
	Вязкость, с	30	32	33	34	35	36	37	40
	Водоотдача, см ³ /30 мин	3,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,0	0,5	0
	Коэффициент трения	0,15	0,14	0,17	0,12	0,12	0,08	0,09	0,06

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород, представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и сооружать наклонно-направленные и горизонтальные скважины при минимизации вероятности возможных прихватов.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;
2. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора - комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;
3. Предлагаемый состав нового раствора обладает высокой ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;
4. Предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшать кавернозность;
5. Данный буровой раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и 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.

Литература

1. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар: Советская Кубань, 2008 г. – 424 с.
2. Лубянова С.И., Рыбальченко Ю.М., Третьяк А.Я., Турунтаев Ю.Ю. Способы борьбы с дифференциальными прихватами // Coiled tubing times: Время колюбинга. – Москва, 2011 г. – № 2 – 3. – С. 66 – 74.
3. Рыбальченко Ю.М., Савенок О.В., Третьяк А.Я. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: ЛИК, 2014 г. – 374 с.
4. Рыбальченко Ю.М., Третьяк А.А. Биополимерный раствор для осложненных условий // Oil & GAS JOURNAL. – Россия, 2011 г. – №11. – С. 52 – 57.