



УДК 622

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ

THE ANTI-STICKING DRILLING MUD

Третьяк Александр Яковлевич

доктор технических наук, профессор,
Южно-Российский государственный политехнический
университет (Новочеркасский политехнический институт)
им. М.И. Платова
13050465@mail.ru

Кулюкин Михаил Васильевич

студент,
Южно-Российский государственный политехнический
университет (Новочеркасский политехнический институт)
им. М.И. Платова
13050465@mail.ru

Лизогуб Артем Анатольевич

студент,
Южно-Российский государственный политехнический
университет (Новочеркасский политехнический институт)
им. М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. Разработан наноструктурированный, высокоингибируемый буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами с высокой степенью коллоидальности для бурения скважин в осложненных условиях. Состав раствора: мраморная крошка, полианионная целлюлоза, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфол, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, вода, алюминат калия и нанодисперсная медь.

Ключевые слова: наноструктурированный, высокоингибируемый буровой раствор, химреагенты, синергетический эффект, неустойчивые глины, скважина, дифференциальный прихват.

Tret`yak Aleksandr Yakovlevich

Doctor of Engineering Science, Professor,
Platov South-Russian State Polytechnic
University (NPI)
13050465@mail.ru

Kulyukin Mixail Vasil'evich

Student,
Platov South-Russian State Polytechnic
University (NPI)
13050465@mail.ru

Lizogub Artem Anatol'evich

Student,
Platov South-Russian State Polytechnic
University (NPI)
13050465@mail.ru

Annotation. We have developed a nanostructured, high-inhibited highly colloidal anti-sticking drilling mud to drill wells in abnormal operating conditions. The drilling mud includes marble chips, poly anionic cellulose, bischofite, potash chloride, gas condensate liquid, sulfonol, potassium acetate, potassium methylsiliconate, ferro-chromelignosulfonate, defoamant, barytes, vegetable oil waste, water, potassium aluminate and nanodisperse copper.

Keywords: a nanostructured, high-inhibited drilling mud, an additive, synergistic effect, non-steady clay, a well, differential sticking.

При сооружении нефтегазовых скважин из всех видов аварий более 50 % времени тратится буровой бригадой на ликвидацию дифференциальных прихватов.

Дифференциальный прихват возникает, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная бурильная колонна вдавливаются в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности этого пласта. Трение между бурильной 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 бурильная колонна на некоторое время остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Последняя 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.



Репрессия способствует возникновению дифференциального прихвата в наибольшей степени. Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта:

$$F_{пр} = P_{диф} \cdot S \tag{1}$$

где $F_{пр}$ – прижимающая сила, Н; $P_{диф}$ – дифференциальное давление, Па, S – площадь поверхности контакта, м².

Очевидно, что более высокое дифференциальное давление создает большую прижимающую силу. Важно отметить, что дифференциальное давление, прижимающее бурильную колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, не равно репрессии. Репрессия означает превышение давления в скважине над пластовым. Под дифференциальным давлением понимается разность давлений по обе стороны некоторой поверхности.

Одно из основных условий возникновения прихвата – превышение забойного (гидростатического) давления над давлением в проницаемом коллекторе, которое существует всегда, поскольку это неизменное условие бурения скважины. Второе неперемное условие возникновения дифференциального прихвата – пребывание инструмента в неподвижном состоянии (при наращивании и в интервале проницаемого пласта). В зависимости от интенсивности фильтрации дифференциальный прихват может возникнуть в течение считанных минут при указанных условиях.

Разработка рационального метода выбора бурового раствора при проводке скважин в глинистых отложениях и использования инженерно-геологических параметров для описания глинистых горных пород, является актуальной научно-технической задачей, требующей своего решения.

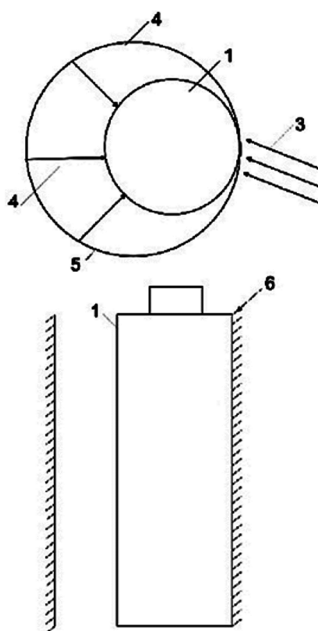


Рисунок 1 – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения:
 1 – буровой инструмент, 2 – диаметр скважины, 3 – пластовое давление, 4 – давление бурового раствора,
 5 – проницаемая фильтрационная корка, 6 – прихват

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГПУ (НПИ) предложен наноструктурированный, высокоингибирующий буровой раствор (патент № 2708849), с высокой степенью щелочности, предназначенный для бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. 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 близка к 0 см³, а коэффициент трения не более 0,1.

Наноструктурированный буровой раствор для бурения скважин, включает мраморную крошку, полианионную целлюлозу, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфенол, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, воду, алюминат калия и нанодисперсную медь при следующем соотношении компонентов, масс. %: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 5–10, сульфенол – 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, жидкая фаза – отходы растительного масла и воды в соотношении – 55 / 45–80 / 20, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, алюминат калия – 1–5, нанодисперсная медь – 0,5–4.



Предложенный наноструктурированный буровой раствор с высокими антиприхватными, ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора – $0,5-0 \text{ см}^3 / \text{ за } 30 \text{ минут}$, липкость корки равна $0,1$, коэффициент трения меньше $0,1$, толщина корки меньше $0,5 \text{ мм}$, отношение масло/вода в % составляет $80 / 20$, плотность раствора от $1,1$ до $1,25 \text{ г} / \text{ см}^3$, условная вязкость по СПВ-5 – $35-40 \text{ с.}$, пластическая вязкость – $20-40 \text{ мПа С}$, СНС $1 / 10 \text{ мин.} - 15-20 / 20-30 \text{ дПа}$, содержание песка меньше $0,5 \%$, содержание Ca^{++} больше $16000 \text{ мг} / \text{ л}$, содержание С1 больше $30000 \text{ мг} / \text{ л}$, содержание K^+ больше $18000 \text{ мг} / \text{ л}$.

Новизна предлагаемого состава бурового раствора заключается в том, что предлагаемый раствор будет решать задачу проводки нефтяных и газовых скважин, то есть выполнять свою многофункциональность – укреплять стенки скважин, давать высокие показатели на фильтрации и смазывающей способности, препятствовать возникновению дифференциальных прихватов. Достигается высокое качество раствора за счет наличия в составе раствора дисперсной меди, ингибирующих химреагентов и смазки. Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первона-чальной проницаемости продуктивного пласта путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и как результат – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

Улучшение ингибирующего качества раствора, возможно за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения реагентов-ингибиторов набухания глин: хлористый калий, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромдигидросульфонат, аллюминат калия, бишофит. Особо необходимо отметить, что разработанный буровой раствор обладает синергетическим эффектом, то есть каждый отдельный химреагент дополняет общую направленность раствора: усиливает его крепящие и антиприхватные свойства.

Нанодисперсная медь имеет размер частиц – $40-80 \text{ нм}$, плотность – $5 \text{ г} / \text{ см}^3$ и выполняет в буровом растворе роль антифрикционной противозносной добавки и совместно с синергетически подобранными в растворе химреагентами решает задачу уменьшения дифференциальных прихватов.

Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины. Поэтому, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди, тем больше снижается коэффициент трения и интенсивность изнашивания.

Наночастицы обладают собственным электрическим зарядом, который приобретают в процессе трения буровой колонны о стенки скважины. Под действием электрического поля наночастицы меди вокруг нее формируются оболочки из поляризованных и упорядоченно расположенных молекул диэлектрической компоненты смазочного материала (сульфонол и растительное масло). Толщина этой оболочки может достигать размеров граничного слоя на поверхности трения сопрягаемых тел между буровой колонной и крышкой ствол скважины. Это способствует их более полному разделению.

Выводы и рекомендации

1. Применение разработанного раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами.
2. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.
3. Предлагаемый 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.
4. Предложенный раствор не является идеальным для всех геологических условий бурения и требует доработки с целью улучшения его параметров для каждого отдельно взятого месторождения.

Литература:

1. Способы борьбы с дифференциальными прихватами / А.Я. Третьяк [и др.] // Время колтюбинга. – 2016. – № 3. – С. 56–65.
2. Буровой расвор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 28–31.

References:

1. Methods to combat differential seizures / A.Y. Tretiak [et al.] // Time of Coiled Tubing. – 2016. – № 3. – P. 56–65.
2. Drilling mud for construction of wells in difficult conditions / A.A. Tretiak [et al.] // Neftyanoye Khozyaistvo. – 2016. – № 2. – P. 28–31.