УДК 622.24

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

DRILLING MUD FOR WELLS CONSTRUCTION IN DIFFICULT GEOLOGICAL CONDITIONS

Третьяк Александр Яковлевич
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии»,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Крымов Александр Витальевич
студент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Лизогуб Артем Анатольевич
студент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. Разработан эмульсионно-ингибированный реверсно-инвертный буровой раствор для сооружения скважин на нефть и газ в сложных геологических условиях. Состав раствора: мраморная крошка, хлористый калий, полианионная целлюлоза, метилсиликат калия, ацетат калия, феррохормлингосульфат, ГКЖ-11, алюминат калия, барит, ПАВ-ОП-10, эмульгатор МР-1, пеногаситель Пента-465, К-4, чешуйчатый графит, неонол, эмультал, отходы растительного масла, вода.

Ключевые слова: эмульсионно-ингибированный реверсно-инвертный буровой раствор, синергетический эффект, неустойчивая глина, дифференциальный прихват.

Tretyak Alexander Yakovlevich
Doctor of Technical Sciences, Professor,
Head of the Department «Oil and
Gas Equipment and Technologies»,
South Russian State Polytechnic University
(NPI) named after M.I. Platova
13050465@mail.ru

Kry`mov Aleksandr Vital`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 developed an emulsion-inhibited reverse-invert drilling mud for oil and gas wells construction in difficult geological conditions. The mud includes marble chips, potassium chloride, polyanionic cellulose, potassium methylsilicate, potassium acetate, ferrochormolingosulfate, GCJ-11, potassium aluminate, barite, surfactant-OP-10, emulsifier MP-1, defoamer Penta-465, K-4, flake graphite, neonol, emultal, vegetable oil waste, water.

Keywords: emulsion-inhibited reverse-invert drilling mud, synergetic effect, unstable clay, differential tack.

В настоящее время объем бурения несложных нефтегазовых скважин практически отсутствует. Бурение скважин осуществляется в основном на крайнем севере и дальнем востоке, где геологический разрез представлен глинистыми, неустойчивыми, склонными к пучению и обвалам горными породами. Безаварийная проводка скважин в таких условиях требует прежде всего подбора качественного бурового раствора.

Обеспечение устойчивости глинистых горных пород в процессе бурения является одной из основных проблем при проводке скважин. Это обусловлено тем, что геологический разрез нефтяных и газовых месторождений мира примерно на 75 % представлен глинистыми отложениями, а около 70 % технологических осложнений при строительстве скважин связано с неустойчивым состоянием ствола скважины в процессе бурения. Практический опыт проводки скважин на многих месторождениях показывает, что существующие недостатки в методах оценки состояния ствола скважины, состава глинистых горных пород и не позволяют эффективно управлять свойствами буровых растворов при строительстве скважин. Что в итоге приводит к снижению технико-экономических показателей бурения и качества строительства скважин.

Поэтому разработка рационального бурового раствора для бурения скважин в глинистых отложениях является актуальной научно-технической задачей, требующей своего решения.

В соответствии с вышеизложенным, на кафедре «Нефтегазовые техника итехнология» нами был разработан эмульсионно-ингибированный реверсно-инвертный буровой раствор для бурения скважин на нефть и газ в сложных геологических условиях.

Техническим результатом нашей разработки является – улучшение коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта, высокие смазывающие свойства, а также отсутствие дифференциальных прихватов в стволе скважины и повышение устойчивости ствола наклонно-направленных, горизонтальных и вертикальных скважин.

Эти показатели достигнуты за счёт уникального сочетания эмульгатора МР и эмультала, что позволяет получать агрегативно-стабильные эмульсии при любом исследованном содержании эмульгаторов, а вспомогательные поверхностноктивные вещества ПАВ-ОП-10 и неонол АФ-9-12 интенсифицируют коагуляционное структурообразование при введении встабильную обратную эмульсию.

Сам же буровой раствор состоит из следующих компонентов:

1) Шесть реагентов-ингибиторов представляющих синергетически наиболее выгодную комбинацию компонентов-носителей сильных катионов, что делает этот раствор высокоингибированным.

2) Присутствие двух эмульгаторов (эмультал и МР) и содержание отходов растительного масла придает буровому раствору тип эмульсионного, то есть частицы воды растворены в эмульсии, относится к эмульсиям второго рода и является обратимым, то есть реверсивно-инвертируемым.

3) Неонол АФ 9-12 и ПАВ-ОП-10 относятся к высокоэффективным поверхностноактивным веществам, благоприятствуют повышению биоразлагаемости и структурообразованию, при смешивании с холодной водой образуют труднорастворимые гели.

4) Высокие смазывающие свойства раствору помимо эмульсии придает дополнительно чешуйчатый графит, скользкий на ощупь и хорошо растворяющийся в смеси двух эмульгаторов.

5) Полианионная целлюлоза ПАЦ 85/700 и реагент К-4 являются сильнейшими понизителями фильтрации.

6) Мраморная крошка является структурообразователем на первоначальном этапе.

7) В качестве пеногасителя используется Пента 465. Барит применяется как утяжелитель ($BaSO_4$).

Буровой раствор обладает реверсивно-инвертируемыми свойствами, так как в процессе сооружения скважины глубиной до 5 км раствор, видоизменяясь, проходит три стадиисвоего состава.

Первая стадия – бурение скважины под направление и кондуктор в среднем до глубины 500 м. Бурение осуществляется с промывкой буровым раствором, состоящим из: мраморной крошки 5–10 %, полианионной целлюлозы ПАЦ 85/700 – 5–10 %, ФХЛС – 1–5 %, остальное вода.

Вторая стадиясостава бурового раствора рассчитана для бурения под техническую колонну в интервале 500–2000 метров и получается за счет добавления в него: хлористого калия – 2–5 %, метилсиликоната калия – 1–4 %, ацетата калия 1,5–4 %, ФХЛС – 1–5 %, ГКЖ-11 – 2–5 %, алюминат калия – 1–5 %, пеногаситель Пента 465 – 0,5–1 %, ПАВ ОП-10 – 1–2 %, эмульгатор МР – 1–5 %, реагент К-4 – 1–10 %, чешуйчатый графит – 0,5 %.

Третья стадиясостава бурового раствора рассчитана для бурения эксплуатационной колонны в интервале 2000–5000 метров. Состав совершенствуется дополнительными химреагентами: неонол АФ 9-12 – 1–2 %, эмультал – 1–5 % и отходы растительного масла – 10 %.

Плавно изменяя химический состав, получаем реверсивно-инвертируемые свойства бурового раствора. Происходит как бы «подстраивание» свойств и параметров бурового раствора под усложняющийся геологический разрез.

Раствор имеет следующие параметры: плотность – 1,1–1,28 г/см^3, условная вязкость по СПВ-5 – 35–40 секунд, СНС – 1/10 минут, 15/20 – 20/30 дПа, водоотдача – 1–2 см^3 за 30 минут, содержание песка не более 0,5 %, коэффициент трения – менее 0,1.

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 по 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 первоначальной 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.

Использование данного раствора имеет экономически выгодные показатели за счет:
– экономии на замене раствора, по причине многостадийного приготовления,
– уменьшения количества дифференциальных прихватов;
– оптимальных параметров бурового раствора;
– высоких смазывающих показателей;
– экономии раствора за счет его повторного использования.

Выводы и рекомендации

1. Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород,представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и успешно сооружать не только вертикальные скважины, а также наклонно-направленные и горизонтальные. Раствор также обладает практически нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные и природоохранные свойства и является оптимальным для осложненных условий бурения.

2. 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.

3. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.

4. 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.

5. 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 раствор 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 of wells in difficult conditions / A.A. Tretiak [et al.] // Neftyanoye Khozyaistvo. – 2016. – № 2. – P. 28–31.