УДК 622.24

# БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

# DEVELOPMENT OF DRILLING FLUIDS FOR DRILLING WELLS IN COMPLEX 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

**Кривошеев Кирилл Владимирович**
студент,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова
kirillkriwosheev@yandex.ru

**Аннотация.** Приведена характеристика современных химических реагентов, применяемых в составе высокоингибирующих буровых растворов с высокой смазывающей и антиприхватной способностью. Дано описание состава и параметров, разработанных на кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» инновационных буровых растворов, применение которых способствует сооружению нефтяных и газовых скважин в сложных условиях.

**Ключевые слова:** химические реагенты, буровые растворы, сложные условия, сооружение скважин.

**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

**Krivosheev Kirill Vladimirovich**
Student,
South Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platova
kirillkriwosheev@yandex.ru

**Annotation.** The characteristics of modern chemical reagents used in the composition of highly inhibitory drilling fluids with high lubricity and anti-stick ability are given. A description is given of the composition and parameters developed at the Department of Oil and Gas Equipment and Technologies of innovative drilling fluids, the use of which contributes to the construction of oil and gas wells in difficult conditions.

**Keywords:** chemical reagents, drilling fluids, difficult conditions, well construction.

С каждым годом сооружение нефтегазовых скважин приходится выполнять все более в сложных геологических условиях, что требует применения современных высокотехнологичных, высокоингибированных буровых растворов с высокой смазывающей и антиприхватной способностью.

Анализ выполненных буровых работ в Южном Федеральном округе показал, что можно выделить наиболее проблемные горные породы при проходке которых происходят различного вида осложнения, приводящие, в конечном счете, к авариям. Это, прежде всего, мощные пачки глинистых пород, которые при взаимодействии с водой бурового раствора подвергаются растворению, набуханию и пластическому течению, в результате чего образуются каверны, сальники и происходят дифференциальные прихваты.

Сооружение нефтяных и газовых скважин в этих условиях требует применения ингибирующих буровых растворов, способных обеспечивать устойчивость стенок скважин, приостанавливать диспергирование и гидратацию глинистых пород, улучшать реологические свойства.

Качество бурового раствора является одним из основных факторов, способствующих успешному сооружению нефтяных и газовых скважин.

С учетом вышеизложенного, на кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» разработан целый ряд инновационных буровых растворов (табл. 1). Целью изобретения таких буровых растворов является разработка оптимального состава для сооружения скважин на углеводородное сырье в конкретных, сложных геологических условиях.

Общими химреагентами для этих буровых растворов является наличие структурообразователя (мраморная крошка или бентонит), понизителя фильтрации (полианионная целлюлоза ПАЦ 85/700), смазывающей добавки (отходы растительного масла, чешуйчатый графит) и ингибирующих или крепящих химреагентов (хлористый калий, ацетат калия, метилсиликонат калия, феррохромлигносульфат, алюминат калия, бишофит, формиат калия, хлорид кальция, двухлористый магний).

**Таблица 1** – Химические реагенты буровых растворов

| Химические реагенты | Высокоингибированный инвертный буровой раствор Патент RU № 2710654 | Высокоингибированный буровой раствор Патент RU № 2303047 | Буровой раствор (высокосмазывающий) Патент RU № 2582197 | Наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор Патент RU № 2708849 | Высококатионно-ингибированный буровой раствор Патент RU № 2768340 | Эмульсионно-ингибированный, реверсивно-инвертный буровой раствор Патент RU № 2768357 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Мраморная крошка ($CaCO_3$) | 5–10 | – | 5–10 | 5–10 | 5–10 | 5–10 |
| Ацетат калия ($CH_3COOK$) | 1,5–4 | 0,5–1,5 | 1,5–4 | 1,5–4 | – | 1,5–4 |
| Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) | 5–10 | 1–2 | 5–10 | 5–10 | 5–7 | 5–10 |
| Хлористый калий (KCl) | 2–5 | 1–5 | 2–5 | 2–5 | 2–5 | 2–5 |
| Метилсиликат калия ($CH_3SiO_2K$) | 1–4 | 0,5–1,5 | 1–4 | 1–4 | 1–4 | 1–4 |
| Феррохромлиглино-сульфат (ФХЛС) | 1–5 | 1–3 | 1–5 | 1–5 | 1–5 | 1–5 |
| Кремнийорганическая жидкость ГКЖ-11 | 2–5 | – | 2–5 | 2–5 | 2–5 | 2–5 |
| Барит ($BaSO_4$) | 0,5–5 | 0,5-10 | 0,5–5 | 0,5–5 | 0,5–5 | 0,5–5 |
| Пеногаситель (Пента 465) | 0,5–1 | 0,5–10 | 0,5–1 | 0,5–1 | 0,5–1 | – |
| Алюминат калия ($K_2Al_2O_4*3H_2O$) | 1–5 | – | – | 1–5 | 1–5 | 1–5 |
| Поверхностно-активное вещество ПАВ-ОП-10 | 1–2 | – | – | – | – | 1–2 |
| Эмульгатор МР | 1–5 | – | – | – | – | – |
| Реагент К-4 | 1–10 | – | – | – | – | 1–10 |
| Чешуйчатый графит | 0,5–5 | 0,5–1,0 | – | – | – | 0,5–5 |
| Бентонитовая глина ($Al_2[Si_4O_{10}](OH)_2$) | – | 4–10 | – | – | – | – |
| Кальцинированная сода ($Na_2CO_3 \cdot 10H_2O$) | – | 0,1–0,5 | – | – | – | – |
| Фосфатидный концентрат | – | 0,5–1 | – | – | – | – |
| Бишофит ($MgCl*6H_2O$) | – | 2–5 | 2–5 | – | – | – |
| Нитрилотриметилфос-фоновая кислота (НТФ) | – | 0,02–0,03 | – | – | – | – |
| Отходы растительного масла | – | – | 1–10 | – | – | 1–10 |
| Сульфонол | – | – | 2–5 | 2–5 | 2–5 | – |
| Нанодисперсная медь ($CuSO_4$) | – | – | – | 0,5–4 | 0,5–4 | – |
| Формиат калия (К(HCOO)) | – | – | – | – | 1–5 | – |
| Хлорид кальция (CaCl) | – | – | – | – | 1–5 | – |
| Двухлористый магний ($MgCl_2$) | – | – | – | – | 1–5 | – |
| Эмульгатор МР | – | – | – | – | – | 1–5 |
| Неонол АФ-9-12 | – | – | – | – | – | 1–2 |
| Эмультал | – | – | – | – | – | 1–5 |
| Вода | остальное | остальное | остальное | остальное | остальное | остальное |

При разработке состава буровых растворов во внимание было принято то, что растворы должны иметь в составе максимум ионов, крепящих стенки скважины (калия, магния, кальция) и минимум ионов натрия.

Особое внимание было уделено вопросам уменьшения дифференциальных прихватов. С этой целью предлагается использовать в буровых растворах нанодисперсную медь.

Известно, что при бурении на стенках скважины образуется слабопроницаемая корка, которая выполняет двоякую роль. С одной стороны, чем быстрее формируется корка и чем сильнее она сцементирована, тем меньше интенсивность проникновение фильтрата раствора в пласт. С другой стороны, чем больше толщина корки на стенках скважины, тем больше вероятность дифференциального прихвата. То есть, необходим буровой раствор высокого качества, применение которого способствовало бы формированию эффективной фильтрационной корки. Применение нанодисперсной меди в составе высокоингибированных буровых растворов способствует формированию на стенках скважины качественной фильтрационной корки.

Наночастицы меди оказывают в растворе микроабразивное действие на оксидные пленки. В итоге активированный пластическими деформациями и освобожденный от оксидов тончайший поверхностный слой корки становится катализатором трибохимических реакций и способствует образованию более прочной и утолщенной корки на стенках скважины. Утолщенная защитная корка не дает отфильтровываться жидкости из раствора в пласт, а это способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов. Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки показана на рисунке 1.

**Рисунок 1** – Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки

В лабораторных условиях было установлено, что присутствие нанодисперсных частиц меди в растворе с повышенной смазочной способностью увеличивает толщину корки до 1,0 мм, то есть более чем в два раза, при этом происходит ее упрочнение за счет химический модификации меди в составе химреагентов предлагаемого раствора.

Нанодисперсная медь, имея размер частиц от 40 до 80 нанометров и плотность 5 г/см$^3$, решает в буровом растворе задачу уменьшения вероятности 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, при этом в лабораторных условиях было установлено, что чем меньше размер частиц меди, тем больше снижается коэффициент трения.

Одной из главных характеристик современных буровых растворов является их ингибирующая способность. При добавлении в буровой раствор нескольких ингибирующих химреагентов глинистая фаза превращается в активный наполнитель, тем самым обеспечивается агреативная и кинетическая устойчивость раствора, а добавка смазки в виде отходов растительного масла и нанодисперсной меди повышает смазывающие, антиприхватные его свойства.

Параметры буровых растворов являются оптимальными: плотность – 1,1–1,2 г/см$^3$, вязкость – 35–40 с, водоотдача – не более 2 см$^3$/30 минут, СНС 1/10 минут – 15/20–20/30 дПа, толщина фильтрационной корки меньше 0,5 мм, содержание ионов калия больше 18000 мг/л, содержание тонов кальция больше 16000 мг/л.

Экспериментальные исследования по применению высокоингибированных буровых растворов при бурении скважин в Южном Федеральном округе позволили установить, что растворы обладают синергетическим эффектом, высокой смазывающей, антиприхватной и ингибирующей способностью.

Предложенные для улучшения качества буровых растворов, ингибирующие и смазывающие химреагенты, возможно, являются не оптимальными, поэтому работы по поиску новых, более эффективных добавок следует продолжить.

**Список литературы:**

1. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов / В.Н. Кошелев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.

2. Третьяк А.Я. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе / А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2018. – № 1(73). – С. 80–86.

3. Третьяк А.Я. Высоко-ингибированный, инвертный раствор для бурения в сложных условиях / А.Я. Третьяк, С.А. Онофриенко, А.Н. Гроссу // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2019. – № 4(88). – С. 104–107.

**List of references:**

1. Koshelev V.N. General principles of inhibition of clayey rocks and clayey formations / V.N. Koshelev // construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2004. – № 1. – P. 13–15.

2. Tretyak A.Ya. Problems of drilling wells in unstable clayey deposits on land and shelf / A.Ya. Tretyak, Yu.M. Rybalchenko // Neftegaz Business Journal. RU. – 2018. – No. 1 (73). – P. 80–86.

3. Tretyak A.Ya. Highly inhibited, inverted solution for drilling in difficult conditions / A.Ya. Tretyak, S.A. Onofrienko, A.N. Grossu // Business magazine Neftegaz. RU. – 2019. – № 4(88). – P. 104–107.