возмущающая в это время запускается в работу (если линейные потоки на диагностическом графике по большинству ГДИС этого объекта отсутствуют)

- 3) расчет эффективной мощности пласта по амплитуде импульса;
- 4) расчет темпов падения давления при данной мощности.

Необходимо отметить, что концептуальная схема является инструментом для оценки геологических особенностей и наличия связи с аквифером на качественном уровне и первоначальной оценке диапазона работающей толщины. Также она показывает, что происходит искажение проницаемости и длины ствола при стандартных подходах к интерпретации гидродинамических исследований. Достоверно количественная оценка влияния скважин с подстилающими водами и между собой дополняется при долгосрочном мониторинге разработки месторождения.

Библиографический список

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление развития современных ГДИС // Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.
2. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д. Ю. Баженов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
3. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева [и др.]. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. – С. 240.
4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 511 с.
5. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М., 2002.
6. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей // – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
7. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования / Д. Н. Гуляев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 82–85.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохосик Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Листойкин Дмитрий Александрович, главный специалист, ООО «Газпромнефть – НТЦ», e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Listoykin D. A., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

УДК 622.279.7

ПОЛИСОЛЕВОЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТЕРРИГЕННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ MULTISALT BIOPOLYMER MUD FOR WELL CONSTRUCTION AT FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIR IN EASTERN SIBERIA

В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов

V. A. Parfiryev, S. A. Paleyev, N. N. Zakirov, Yu. V. Vaganov

ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина; буровой раствор; осложнения в процессе бурения; пластовое давление; эксплуатационная колонна

Key words: well; drilling mud; drilling hazards; reservoir pressure; casing string

Нефтеносность Восточной Сибири, в частности Республики Саха (Якутия), неотъемлемо связана с развитием терригенных коллекторов Паршинской свиты в хамакинском горизонте Алинского и Восточно-Алинского месторождений, яв-

ляющихся наравне с основными нефтеносными горизонтами непско-ботуобинской зоны. В геологическом строении структур Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы, в пределах которого располагаются Алинское и Восточно-Алинское месторождения, принимают участие образования кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста, рифейские, вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения, а также магматические породы триаса. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные образования кембрия. Геологический разрез представлен переслаиванием красновато-коричневых, бурых и серых мергелей, светло и темно-серых доломитов, серыми, темно-серыми, мелко среднезернистыми известняками, прослоями аргиллитов и ангидритов, мощными пластами каменной соли.

Исследования градиентов гидроразрыва пород, слагающих разрез под эксплуатационную колонну на представленных месторождениях, свидетельствуют о том, что разрез сложен прочными горными породами, не подвергающимися гидроразрыву в условиях применяемых технологий проводки ствола скважины. При прохождении солевых отложений буровые растворы должны быть насыщенными солями. Солевой состав жидкой фазы бурового раствора должен предотвращать растворение солевых отложений. Поглощения бурового раствора в проницаемых пластах единичны, могут быть встречены в зонах разуплотнения и близости тектонических разломов при отсутствии либо недостаточности, либо несоответствии по гранулометрическому составу твердой фазы бурового раствора.

Практика бурения скважин на терригенные отложения хамакинского горизонта (продуктивный пласт В₁₀) Алинского и Восточно-Алинского месторождений в Республике Саха (Якутия) показала, что применение моносолевых буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов.

Возможные осложнения при бурении под эксплуатационную колонну представлены в таблице 1.

Таблица 1

Возможные осложнения при бурении под эксплуатационную колонну

Вид осложнений	Причина осложнений	Последствие	Предупреждение осложнений
Кавернообразование; эрозия в интервале: толбачанская — юрегинская свиты	Наличие интервала соленосных отложений; отклонение параметров и состава бурового раствора от проектных значений	Образование шламовых мешков с последующим обвалом в ствол скважины; некачественное цементирование обсадной колонны	Соответствие параметров и состава бурового раствора рабочему проекту; сокращение простоев
Поглощение промывочной жидкости и тампонажных растворов; провалы инструмента в интервалах: толбачанская — нелбинская свиты; билирская — талахская свиты	Отклонение параметров и бурового раствора от проектных значений; наличие аномально высоких пластовых давлений (АНПД), тектонических нарушений; трещиноватость, кавернозность карбонатных пород	Потеря циркуляции; некачественное цементирование эксплуатационной колонны	Соответствие параметров бурового раствора рабочему проекту; введение в буровой раствор наполнителей; контроль за уровнем бурового раствора в приемных емкостях буровой установки

Вид осложнений	Причина осложнений	Последствие	Предупреждение осложнений
Газонефтеводопроявление (ГНВП) в интервалах продуктивных пластов: O ₁ , Б ₅ , В ₅ , В ₁₀ , В ₁₃	Наличие в разрезе высокопроницаемых пластов; поглощение с последующим проявлением из вышележащего продуктивного пласта (пропластка); отклонение параметров и состава бурового раствора от проектных значений; отсутствие долива скважины при подъеме бурильной колонны и простоях	Ухудшение параметров бурового раствора; открытое фонтанирование	Соответствие параметров бурового раствора рабочему проекту; контроль за уровнем бурового раствора относительно устья при подъеме и простоях; контроль за объемом долива при подъемах бурильной колонны; контроль признаков ГНВП по газопоказаниям станции геолого-технологических исследований (ГТИ)

При разбуривании солевых отложений юрегинской свиты возникает риск растворения солей, представленных преимущественно галитом, с образованием каверн. Для продуктивных отложений хамакинского горизонта характерно пониженное пластовое давление по отношению к гидростатическому. Поэтому применение буровых растворов на водной основе в условиях репрессии на пласт сопряжено с проникновением наработанной измельченной твердой фазы (до $25 \cdot 10^{-6}$ м), представленной преимущественно карбонатами, и фильтрата бурового раствора в поры и трещины. В результате физического и химического взаимодействий дисперсионной среды применяемых буровых растворов и содержащихся в ней полимерных компонентов и наработанной твердой фазы с пластовыми флюидами (нефтью и высокоминерализованными пластовыми водами) и поровым пространством может происходить необратимое снижение проницаемости прискважинной зоны. Кроме того, в образуемой системе фильтр бурового раствора — порода — нефть, на границе раздела фаз, формируется повышенное поверхностное натяжение. При освоении скважин влияние указанных негативных факторов приводит к существенному снижению продуктивности [1, 2].

В процессе бурения ствола скважины рост плотности бурового раствора при углублении скважины предотвращается разбавлением бурового раствора в циркуляции порциями вновь приготовленного бурового раствора соответствующей рецептуры.

Бурение под эксплуатационную колонну на одиночных поисково-оценочных и разведочных, а также эксплуатационных скважинах при кустовом методе строительства производится на традиционном солевом биополимерном растворе (СБР). Применение СБР не позволяет одновременно и в полной мере эффективно решить следующие задачи:

- сохранить диаметр ствола скважины в интервале пластов между пластом соли и пластом галита, предотвращая их размыв;
- вскрыть продуктивные пласты с высокой минерализацией пластовых вод;
- провести безаварийную проводку ствола скважины.

Традиционно применяемый СБР насыщен хлоридом натрия, обработан биополимерным реагентом и КМЦ. Остальной комплекс реагентов, применяемых в растворе, является дополнительным и вводится в зависимости от условий бурения и требуемых параметров раствора.

Параметры СБР представлены в таблице 2.

Контролируемые параметры СБР

Показатель	Единица измерения	Значение
Плотность ρ	кг/м ³	1 160–1 230
Условная вязкость T	с	25–36
Водоотдача (В), (стандарт АНИ)	см ³ /30 мин	8–10
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 с	дПа	15–20
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 мин	дПа	35–40
Динамическое напряжение сдвига* (ДНС)	дПа	50–80
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	10–20
Коэффициент трения**	–	Не более 0,06
Водородный показатель pH	–	7,0–8,5

Примечание.

* В поисково-оценочных и разведочных скважинах не контролируется.

** Контролируется при бурении горизонтальных скважин.

Опыт строительства скважин на месторождениях с терригенными коллекторами показал большие недостатки применяемого солевого биополимерного раствора. В результате применения СБР при бурении скважины были получены значительные осложнения в виде поглощений, образования каверн, наработки уступов, снижение коллекторских свойств продуктивных горизонтов и, как следствие, снижение качества крепления эксплуатационной колонны.

На стадии теоретических изысканий была определена целевая модель усовершенствованного бурового раствора, к которому предъявляются следующие требования:

- по составу дисперсионной среды — соответствовать солевым отложениям юргинской свиты, не допуская растворения отложений;
- по составу дисперсионной среды и общей минерализации — соответствовать минерализации пластовой воды продуктивного горизонта, не допуская образования нерастворимых осадков;
- иметь в составе полимеры, совместимые с электролитами, способствующие загущению бурового раствора при попадании на стенки скважины и в при-скважинную зону пласта и склонные к последующему биоразложению с целью уменьшения степени загрязнения продуктивного пласта;
- иметь в составе дисперсную фазу, подобранную соответствующим образом к реальной структуре пустотного пространства продуктивных отложений, способствующую поверхностной коагуляции с целью уменьшения глубины проникновения фильтра;
- иметь в составе поверхностно-активные вещества (ПАВ), совместимые с электролитами, уменьшающие поверхностное натяжение на границе фильтрат бурового раствора — пластовая нефть [3].

В результате выполнения лабораторных работ по приготовлению и оптимизации модельных буровых растворов был получен полисолевой биополимерный буровой раствор (ПСБР), отвечающий требованиям целевой модели. В состав разработанного раствора входят хлорид натрия, хлорид калия, хлорид магния, биополимерный реагент, полиакриламид, КМЦ, коагулянт (карбонат кальция), ПАВ, пеногаситель, кальцинированная сода и техническая вода. Параметры бурового раствора представлены в таблице 3.

Параметры бурового раствора (ПСБР)

Показатель	Единица	Значение
Плотность ρ	кг/м ³	1 190–1 250
Условная вязкость T	с	30–60
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 с	дПа	30–40
Статическое напряжение сдвига (СНС) 10 мин	дПа	40–60
Динамическое напряжение сдвига (ДНС)	дПа	Не менее 65
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	До 20
Водоотдача (В), (стандарт АНИ)	см ³ /30 мин	Не более 8
Водородный показатель pH	–	7,0–8,5
Коэффициент трения	–	Не более 0,08

Для разработанного раствора проведены эксперименты по определению коэффициента восстановления проницаемости после воздействия модельных буровых растворов на стандартные образцы керна горных пород, отобранных при бурении поисково-разведочных скважин с терригенным коллектором, в условиях, моделирующих пластовые (без моделирования перфорации). Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора по результатам экспериментов находился в диапазоне 2,5–4,0 %. После проведения экспериментов была замерена проницаемость образцов по газу. Проницаемость первого образца в колонке из трех образцов, по отношению к начальной проницаемости до проведения экспериментов, находилась в диапазоне 17–31 %, второго — 65–77 %, третьего — 95–100 %. Таким образом, результаты экспериментов подтвердили соответствие разработанного бурового раствора (ПСБР) требуемой модели.

После лабораторных исследований ПСБР был опробован в полевых условиях в рамках опытно-промышленных работ при строительстве поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах с терригенным коллектором.

В результате выполнения опытно-промышленных работ по скважинам, на которых применялся разработанный буровой раствор, было достигнуто снижение коэффициента кавернозности ствола скважины в интервале эксплуатационной колонны с 1,5 до 1,1 (снижение на 35 %), не получено ни одного случая непроизводительного времени в процессе бурения, связанного с нарушением профиля ствола скважины, кавернообразованием, осыпями или обвалами и прихватами инструмента. Также в процессе опытных работ получены дебиты нефти в среднем порядка двух раз выше по сравнению со скважинами, пробуренными с применением базового раствора. Продуктивность опытных скважин больше на 3,8 м³/сут·МПа относительно базовых скважин. Промышленное применение ПСБР началось по завершению опытно-промышленных работ.

Результаты практического применения разработанного бурового раствора в горизонтальной скважине при сопоставлении с результатами фильтрационных экспериментов позволили сделать предположение об обратимости колюматации при-скважинной зоны пласта дисперсной фазой бурового раствора вследствие верно подобранного фракционного состава колюматанта с учетом особенностей геологического строения пласта.

Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях на терригенные отложения в Восточной Сибири сопровождается рядом объективных проблем. Применение моносолевых буровых растворов на водной основе недостаточно эффективно. Совершенствование рецептур буровых растворов для обеспечения качественного первичного вскрытия продуктивных пластов — одно из необходимых условий повышения эффективности разработки месторождений. Разработанная ре-

цептура полисолевого биополимерного бурового раствора показала высокую технологическую эффективность. Достигнутые результаты позволили по-новому оценить перспективы бурения скважин на месторождении.

Библиографический список

1. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
2. Подгорнов В. М., Ахмадеев Р. Г., Ангелопуло О. К. Влияние процессов фильтрации буровых растворов на изменение проницаемости коллектора // Итоги науки и техники. Серия: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1975. – Т. 6 – С. 60–97.
3. Ахметзянов Р. Р., Жернаков В. Н., Сергеев С. С. Применение бурового раствора с бишофитом и модифицированным крахмалом при первичном вскрытии // Результаты испытания образцов новых видов оборудования и технологий ОАО «Сургутнефтегаз». – 2017. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич, начальник НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Палеев Сергей Александрович, начальник службы контроля за качеством бурения, освоения новых скважин, капитального ремонта (КР6) скважин НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Закиров Николай Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Information about the authors

Parfiryev V. A., Manager of Talakanneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Paleyev S. A., Manager of Drilling Quality Control, New Wells Starting and Wells Workover department of Talakanneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Zakirov N. N., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Vaganov Yu. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПОВРЕЖДЕННОЙ ТРЕЩИНЫ И ОПТИМИЗАЦИЯ

PERFORMANCE OF THE VARIABLE CONDUCTIVITY DAMAGED FRACTURE AND FRACTURE OPTIMIZATION

С. А. Фаик, А. В. Саранча

S. A. Faiq, A. V. Sarancha

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; продуктивность скважины; численное моделирование

Key words: hydraulic fracturing; well efficiency; numerical simulation

В последние годы на нефтяных месторождениях Западной Сибири сосредоточено значительное количество остаточных трудноизвлекаемых запасов в зонах неравномерной выработки неоднородных высокообводненных пластов, а также слоистых и линзовидных глинистых пластов ачимовских толщ. Технология гидроразрыва пласта (ГРП) приводит к экономическому обоснованию и разработке нетрадиционных ресурсов. Из-за сложной структуры трещин оценка эффективности потока флюидов в такой системе трещины ГРП действительно представляет собой проблему. Обычно для этого требуется численное моделирование. С другой стороны, были проведены исследования по стационарному состоянию, продуктивности и нестационарному состоянию поведения давления, анализ с аналитическими и/или численными методами, хотя некоторые, лежащие в основе механизмы не были хорошо поняты, поскольку поток жидкости в такой системе может полностью зависеть от трещины, в то время как пласт играет только роль источника.