

закачиванию технологических жидкостей в скважину. Тем не менее анализ частоты и тяжести возникновения чрезвычайных ситуаций по месторождениям ОАО «Газпром» показал, что аварий, связанных с открытым газовым фонтаном при проведении работ по ликвидации скважин, не зафиксировано, поэтому работы по ликвидации скважин по частоте возникновения отказов относятся к категории «Д» — «Практически невероятный отказ», а по тяжести последствий — «Отказ с пренебрежительно малыми последствиями».

Выводы и рекомендации. Полнота и качество описанной в статье технологии ликвидации поисково-разведочных скважин, пробуренных достаточно длительное время тому назад, обеспечивает осуществление безаварийной работы в условиях удаленности и бездорожья Крайнего Севера.

Список литературы

1. Кустышев И. А. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин / Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Защищена 2004. — Тюмень, 2004.
2. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал / Под общ. ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного. — Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз»; С-Пб.: Недра, 2006.
3. Кустышев А. В., Кустышев И. А. Консервация и ликвидация скважин на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: Вектор Бук, 2007. — 167 с.
4. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин в условиях Крайнего Севера / Кустышев А. В., Щербич Н. Е., Кузнецов Р. Ю., Чинова Т. И., Ваганов Ю. В. // Обз. информ. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ИРЦ Газпром, 2008. — 83 с.
5. СТО Газпром 2.3-3-120-2007 Руководство по разработке проекта на консервацию, расконсервацию и ликвидацию скважин. — М.: ИРЦ Газпром, 2007. — 90 с.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» — М.: Ростехнадзор, 2013.
7. РД 08-492-02 Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов. — М.: ГУП «Нтц по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002. — 31 с.
8. Пат. 2225500 РФ. Способ ликвидации скважин / А. В. Кустышев, И. А. Кустышев, Г. И. Облеков и др. — № 2002112404; Заяв. 08.05.02; Оpubл. 10.03.04; Бюл № 7.

Сведения об авторе

Кустышев Игорь Александрович, к. т. н., главный специалист ООО «ТюменНИИгипрогаз», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел. 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

Kustyshev I. A., Candidate of Technical Science, chief specialist of LLC «TyumenNIIGiprogaz», associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286856, e-mail: kustishev@tngg.ru

УДК 622.245

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ БИОПОЛИМЕРНЫХ ИНГИБИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ PERFECTION OF COMPOSITIONS OF BIOPOLYMER INHIBITED SOLUTIONS FOR PRODUCTIVE FORMATIONS DRILLING-IN

В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, А. В. Сири

V. P. Ovchinnikov, I. G. Yakovlev, A. V. Sirin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: *формат натрия, биополимерный раствор, вскрытие продуктивных пластов*
Key words: *well completion, sodium formiate, biopolymer drilling mud*

В последние годы значительная часть эксплуатируемых месторождений нефти и газа в традиционных районах нефтегазодобычи уже исчерпывает свои ресурсы. Поэтому активно проводится бурение новых скважин на трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, а также вкладываются значительные финансовые ресурсы в фор-

мирование новых регионов нефтегазодобычи. Таковыми в ближайшей перспективе должны стать месторождения Красноярского края и Восточной Сибири.

Не секрет, что результат бурения — получение стабильного высокого дебита скважины — в большей степени зависит от горно-геологических условий залегания и хороших коллекторских свойств продуктивных пластов. Также известно, что в процессе вскрытия и разобщения вследствие различных физико-химических, физико-механических и других процессов возможно снижение продуктивности скважин в несколько раз. Поэтому исследования в области обеспечения качества вскрытия продуктивных пластов на малоизученных месторождениях Красноярского края являются актуальными.

Исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта: реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин; колюматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора. Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3 000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению. Таким образом, наиболее подходящими для вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающими высокое качество вскрытия являются биополимерные ингибированные промывочные жидкости. А совершенствование их рецептуры возможно подбором нескольких различных по составу и происхождению ингибирующих гидратацию глинистых сланцев реагентов.

Строительство скважин на Западно-Сузунском месторождении, расположенном в Красноярском крае, характеризуется достаточно сложными геологическими условиями из-за преобладания карбонатно-галогенных образований и наличия зон контактово-метасоматических горных пород, что определяет воздействие на породы растворов высокой химической активности. С этим связано то, что наиболее распространенное осложнение — это поглощения в процессе строительства скважин буровых и тампонажных растворов. Интенсивность данных поглощений варьируется в весьма широких пределах. Таким образом, проблема разработки оптимальной рецептуры бурового раствора стоит достаточно остро. Однако стоит рассматривать повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов в более широком смысле. Результаты исследований позволяют повысить качество вскрытия продуктивных пластов, обеспечить устойчивость стенок скважин, снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с сужением ствола скважины и его зашламовыванием.

Рассмотрим типовую конструкцию скважин Тагульского месторождения, которая включает:

- направление диаметром 426 мм (глубина спуска до 150 м);
- кондуктор диаметром 324 мм (глубина спуска до 800 м);
- техническую колонну диаметром 245 мм (глубина спуска от 2 000 до 2 700 м);
- эксплуатационную колонну диаметром 178, 168 или 146 мм (глубина спуска от 2 700 до 3 950 м). В эксплуатационные скважины спущены лифтовые колонны диаметром 73, 89 или 114 мм. Все обсадные колонны зацементированы до устья.

Как правило, бурение направления производится на глинистом растворе (0–150 м) с высокой вязкостью (100–150 с) с целью частичного перекрытия интервала ММП. Бурение под кондуктор (150–800 м) начинается с высоковязкого глинистого раствора, а затем, когда заканчиваются ММП и начинаются глинистые пласты, возникает необходимость резкого снижения вязкости и применения реагентов для предотвращения наработки глинистой фазы и реагентов, предотвращающих образование сальников.

Практика бурения под техническую колонну и эксплуатационную колонну показала, что целесообразно использовать растворы, ингибированные солями либо полимерами типа ПАА. Преимущества минерализованных растворов — наличие ингибиторов глин (формиат натрия), стабильные параметры данной системы, которые легко поддерживать минимальной обработкой (интервал «шоколадных» глин на этом растворе продержался 34 дня — длительные геофизические работы в скв. Р 34 Сузунского лицензионного участка). Следует обращать внимание на используемые компоновки и в некоторых случаях использовать понизители фильтрации для ликвидации фильтрации в песчаные пласты в сочетании с кольматантами разнофракционного состава, например, как в скв. Р-85 Русского месторождения. Применение минерализованного формиата натрия раствора особенно важно при бурении под техническую колонну, где иногда идет очень активная наработка глинистой фазы. Как показала практика бурения, глинистая фаза в растворе, обработанном формиатом натрия, почти не диспергируется, и ее активность снижается. Применение полигликоля как ингибитора глин без хорошей системы очистки не дает должного результата. Опыт бурения под эксплуатационную колонну на данной группе месторождений показал существенное влияние на свойства бурового раствора углекислотной агрессии. Для решения данной проблемы в интервале 1 200–2 700 м рекомендуется вводить в рецептуру раствора негашеную известь для нейтрализации ионов углекислоты. Применение ПАА в качестве ингибиторов при вскрытии продуктивных пластов приводит к значительному снижению проницаемости в призабойной зоне за счет проникновения полимеров и адсорбции их внутрипорового пространства. Таким образом, универсальным ингибитором гидратации различных по катагенезу глинистых пород может являться раствор с содержанием формиата натрия.

Для оценки эффективности перечисленных рекомендаций было предложено проведение исследований на ингибирующую способность различных составов биополимерного раствора. Согласно признанной методике оценки ингибирующей способности к гидратации глинистых сланцев проводились тесты на линейное расширение образцов пород — тест на набухаемость. В качестве модели образца горной породы были сформированы образцы из измельченного кернового материала с Западно-Сузунского ЛУ (таблица).

Ведомость отбора керна

Лицензионный участок	№ скв.	Интервалы отбора керна		Вынос керна	Место взятия от верха, м	Пласт
		от	до			
Западно-Сузунский	301	2 748,3	2 754,3	6,0	3,28	кровля Нх ₁

Изначально при выборе наилучшего ингибитора глин был поставлен эксперимент на тестере набухаемости (линейной) по трем видам добавок к биополимерному раствору: 1) соль муравьиной кислоты — формиат натрия; 2) формиат натрия + ингибитор Glycdimne; 3) формиат натрия + ингибитор Polyaminver.

С целью дальнейшего снижения эффекта набухания глин к биополимерному минерализованному формиату натрия раствору по отдельности были применены ингибирующие добавки Glycdimne и Polyaminver. В результате приготовлено 3 раствора для проведения исследований на линейную набухаемость: биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³, биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³ + 20 кг/м³ Glycdimne, биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³ + 20 кг/м³ Polyaminver.

На рисунке представлен график зависимости набухаемости образца породы из интервала 2 748,3–2 754,3 м со скв. 301 Западно-Сузунского ЛУ — это кровля объекта Нх1. Cell 1 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³, Cell 2 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³ + 20 кг/м³ Glycdimne, Cell 3 — биополимерный минерализованный формиатом натрия 1 100 кг/м³ + 20 кг/м³ Polyaminver.

Из графика видно, что наихудшими ингибирующими способностями обладал раствор с комбинированным механизмом ингибирования от применения формиата натрия и Polyaminver, наилучшими в первые 22 часа — раствор с комбинированным механизмом ингибирования от применения формиата натрия и Glycdimne, однако после 22 часов действие Glycdimne прекратилось, и показатель набухаемости стал лучше у раствора, содержащего чистый формиат натрия.

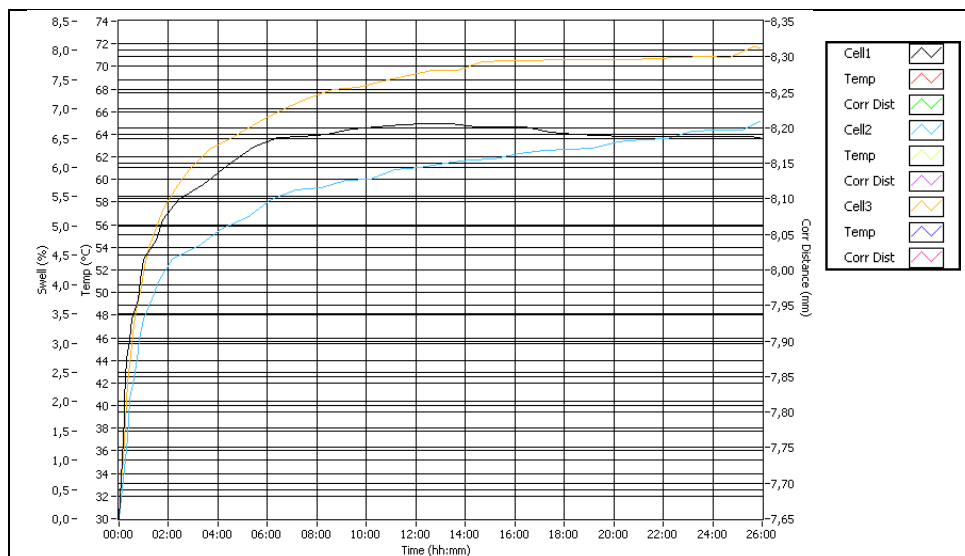


Рисунок. График зависимости набухаемости (Swelling) образца породы из интервала 2 748,3–2 754,3 м со скв. 301 Западно-Сузунского ЛУ от воздействия промывочных жидкостей во времени

Таким образом, для данного пласта наилучшим ингибитором гидратации глинистых сланцев является формиат натрия, сочетание его с другими ингибиторами не приносит положительного эффекта, а в случае с Polyaminver, являющимся полимером акрилового ряда, получилось снижение ингибирующей способности раствора.

Известно, что линейное расширение зависит не только от физико-химического взаимодействия глинистого материала и бурового раствора, но и от внешних факторов — температуры, времени контакта, что определяется технологией бурения, например, температура при бурении может меняться в зависимости от режима промывки, частоты вращения, нагрузки и типа породоразрушающего инструмента, а время контакта — от конструкции скважины, скорости проходки и технологии заканчивания. Ранее проведенные тесты различных рецептур и систем растворов в других интервалах нижнехетской свиты также подтвердил и высокую эффективность применения формиата натрия как ингибирующей добавки. Отказ от использования дополнительных ингибиторов позволит снизить себестоимость приготовления и применения буровых растворов. Результаты данной работы можно использовать при проектировании технологии вскрытия и рецептур буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов. Биополимерный буровой раствор, инги-

бированный формиатом натрия, рекомендовано использовать на всем интервале вскрытия продуктивных пластов при бурении под эксплуатационную колонну на Западно-Сузунском месторождении.

Список литературы

1. Овчинников В. П., Яковлев И. Г. Совершенствование составов и технологии приготовления ИЭР на основе минерального масла // Бурение и нефть. – 2013. – № 3.
2. Яковлев И. Г. Безглинистые буровые растворы с пониженной плотностью и показателями фильтрации // Oil&GazEurasia. – 2007. – № 1. – С. 18-19.
3. Овчинников В. П., Яковлев И. Г., Рожкова О. В. Комплексный эмульгатор для создания инвертного эмульсионного раствора на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов. Заявка на патент РФ. Приоритет № 2013134914 от 23.07.2013 г.
4. Овчинников В. П., Яковлев И. Г. Инвертный эмульсионный раствор на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов. Заявка на патент РФ. Приоритет № 2013111252 от 12.03.2013 г.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru

Яковлев Игорь Григорьевич, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru

Сирин Антон Владимирович, аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)39962, e-mail: anton-sirin@yandex.ru

Ovchinnikov V. P., Doctor of Technical Sciences, professor, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru

Yakovlev I. G., Candidate of Technical Sciences, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092, e-mail: burenie@rambler.ru

Sirin A. V., postgraduate, Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)39962, e-mail: anton-sirin@yandex.ru

УДК 622.276.6

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF LOW PERMEABILITY TERRIGENOUS FORMATIONS IN MULTILAYER OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS

Е. В. Паникаровский

E. V. Panikarovsky

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина, обработка призабойной зоны пласта, гибкая труба, кислотный раствор, пакер, песок, освоение

Key words: well, bottomhole zone treatment, coiled tubing, acid solution, packer, sand, completion

В условиях низких пластовых давлений одним из направлений повышения продуктивности скважин является интенсификация притока. Для уменьшения загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) капитальный ремонт скважин (КРС) следует проводить с помощью колтубинговых установок. При этом с целью повышения эффективности интенсификации притока углеводородов следует разрабатывать новые технологии проведения ремонтных работ, причем индивидуально для каждой отдельно взятой скважины.

При проведении любых ремонтных работ в скважинах используются технологические жидкости, эти жидкости могут отличаться составом, плотностью, могут быть ограничены в применении высокой пластовой температурой. Использование