

Сведения об авторах

Коротенко Валентин Алексеевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru

Кушакова Нэлли Петровна, доцент, к. т. н., кафедры автомобильного транспорта, строительных и дорожных машин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: kushakovanp@tyuiu.ru

Information about the authors

Korotenko V. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027

Grachev S. I., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru

Kushakova N. P., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Motor Transport, Construction and Road Machinery, Industrial University of Tyumen, e-mail: kushakovanp@tyuiu.ru

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ БРЕЙКЕРОВ ПРИ ОСВОЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

USAGE OF BREAKERS FOR COMPLETION HORIZONTAL WELLS ON THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOE FIELD

Р. Ж. Мисбахов, М. Е. Мартынов, И. В. Коваленко, С. К. Сохошко

R. Zh. Misbakhov, M. E. Martynov, I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko

АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень

ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: фильтрационная корка; буровой раствор; брейкер; обработка призабойной зоны пласта;

Key words: filter cake; mud; breaker; bottomhole formation zone

Нефтеносный пласт ПК₁₋₃ — основной продуктивный объект, эксплуатируемый на Восточно-Мессояхском месторождении, представленный неоднородным слабо-сцементированным рыхлым коллектором, требует применения неповреждающих технологий, как при вскрытии, так и при последующем освоении. Применяющийся метод заканчивания с применением проволоочно-каркасных щелевых фильтров требует удаления образованного при бурении низкопроницаемого барьера — фильтрационной корки бурового раствора. При этом важную роль играют равномерность и полнота удаления фильтрационной корки.

Тонкая, низкопроницаемая, эластичная корка позволяет значительно уменьшить зоны внутреннего повреждения пласта (внутреннюю корку и проникновение фильтра). При этом чем быстрее она формируется, и чем менее проницаемой является, тем лучше. Это правило работает с момента вскрытия породы долотом до освоения скважины. С этого момента фильтрационная корка является тем самым барьером, наличие которого может существенно снизить продуктивность скважины. Утверждение, что фильтрационная корка без труда отрывается от породы и выносится потоком флюида, верно лишь отчасти. Для этого требуется соблюдение большого числа условий. Необходимо, чтобы пласт был однородным по свойствам, достаточно прочным и консолидированным. При вскрытии пласта и дальнейших операциях не должно быть избыточных репрессии и гидродинамического воздействия.

В реальности при формировании корки могут возникать дефекты, отрыв корки происходит неравномерно, оставляя значительную часть площади фильтрации практически изолированной. Следует отметить, что для методов заканчивания с применением скважинных фильтров (изолированных, сетчатых или проволоочных) оторвавшаяся корка, как правило, блокирует поверхность фильтра. Технология

намыва гравийной набивки также требует удаления корки после завершения основных операций.

Условия выбора брейкерной системы. Горизонтальные скважины пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения без сомнений подпадают под категорию скважин, где требуется устранение возникающих при бурении повреждений пласта. Это обусловлено геологическими характеристиками пласта и конструкцией скважин (заканчивание горизонтального ствола нецементируемым хвостовиком).

Продуктивные коллекторы представлены рыхлыми песчаниками, алевролитами, глинистыми песчаниками. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивного пласта, и, как следствие, дебиты скважин и коэффициенты продуктивности изменяются в широких пределах. В частности, коэффициент проницаемости продуктивного пласта, составляет в среднем 800 мД, изменяется в широких пределах и нередко достигает 2 000 мД. Это вызывает определенные сложности при кольтировании пор продуктивного пласта, поскольку не существует универсального решения при подборе кольтационного материала для пор такого широкого диапазона размеров. Другим фактором, влияющим на качество вскрытия пласта, является то, что скважина заканчивается протяженным горизонтальным стволом Ø155,6 мм и длиной около 1 000 м. Отношение глубины скважины по стволу к глубине по вертикали достигает 3,3, что автоматически переводит скважину в разряд сложных. В условиях большого отхода от вертикали интервал горизонтального участка подвергается повреждению в результате двух разнонаправленных факторов: времени с момента вскрытия породы долотом и гидродинамического/гидростатического давления в скважине. Негативное действие первой причины снижается с глубиной скважины, действие второй увеличивается.

Необходимо отметить, что продуктивный пласт ПК₁₋₃ имеет температуру около 16 °С, что, как правило, является негативным фактором при проведении обработки призабойной зоны (ОПЗ). В условиях низких температур снижается эффективность большинства известных брейкеров, в том числе как минеральных, так и органических кислот. Однако весьма продолжительное время, отведенное на реакцию при обработке, равное 48–72 часам, позволяет расширить круг потенциальных решений. Кроме всего прочего, одним из самых важных условий является обеспечение промышленной и экологической безопасности при производстве работ на Восточно-Мессояхском месторождении.

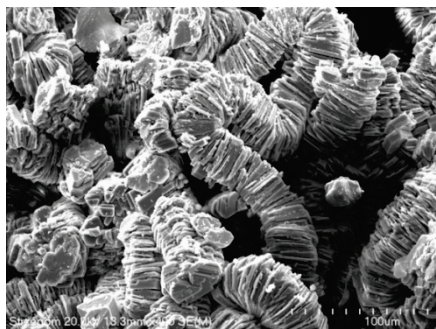


Рис. 1. Микрофотография глинистого минерала хлорита

Концепция ОПЗ. Традиционно для удаления фильтрационной корки применяются соляно-кислотные обработки, реже — слабые органические (лимонная, уксусная, молочная) и неорганические кислоты (ортофосфорная). Значительно реже применяются хелатные соединения и ферменты (обычно амилаза для разложения крахмала), окислители (гипохлориты, пербораты, пероксиды и персульфаты).

Каждая из технологий имеет определенные достоинства и недостатки, для конкретных условий пласта ПК₁₋₃ необходимо отметить лимитирующие

факторы. Применение соляной кислоты в условиях рыхлого, фациально невыдержанного коллектора опасно уходом кислоты в первую же высокопроницаемую зону еще при закачке. Вторым важным фактором является наличие в глинистом цементе пласта хлорита (рис. 1) 15–20 % (встречается до 40 %), который растворяется под воздействием HCl с высвобождением Fe^{3+} и аморфного кремнезема.

В результате происходит разрушение глинистого цемента, велика вероятность выноса породообразующих минералов, миграции их вглубь пласта и коагуляции пор. В результате нарушения глинистого цемента возможны разрушение скелета породы при определенном перепаде давления, снижение эффективной пористости пласта вследствие изменения характера упаковки зерен песчаника. Кроме этого, после обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) агрессивной кислотой необходима своевременная очистка обрабатываемой зоны от продуктов реакции.

Слабые органические и неорганические кислоты требуют для достижения результата высоких концентраций и, как правило, эффективность этих обработок невысока.

Окислители имеют высокую коррозионную активность, разрушают глинистый цемент пласта в результате дисперсии и часто образуют стойкие эмульсии.

Таким образом, для качественного удаления фильтрационной корки за промежутки времени, отведенный на работы, связанные с подготовкой скважины к освоению, необходимо использовать состав с регулируемым сроком реагирования.

В состав фильтрационной корки биополимерного раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта ПК₁₋₃ на Восточно-Мессояхском месторождении, входят (по мере убывания) фракционированная мраморная крошка — 52 %, выбуренная порода (значительно меньше в начале бурения интервала) — 38 %, крахмал — 7 % и небольшое количество ксантанового биополимера — 3 %.

Очевидно, что растворение карбоната кальция, который является основным материалом, приведет к дезинтеграции корки и выносу ее потоком пластового флюида при вызове притока. Применение дополнительных брейкеров для удаления полимерных компонентов (крахмала и ксантана) не является критически необходимым при относительно невысокой концентрации последних. Весьма важным является добавка в состав композиции детергента. Он помогает отделить липофильное покрытие от твердой фазы, позволяет кислоте глубже проникать в поры пласта. Также детергент предотвращает образование нефтяных эмульсий при продвижении кислоты вглубь пласта.

Лабораторные исследования. Для оценки эффективности брейкера проводились лабораторные испытания на искусственных моделях и на натурных образцах керна. Первые были направлены на подтверждение правильности концептуальной модели обработки и на подбор оптимальной рецептуры. Цель вторых — спрогнозировать эффективность технологии в условиях, наиболее приближенных к пластовым (рис. 2, 3).

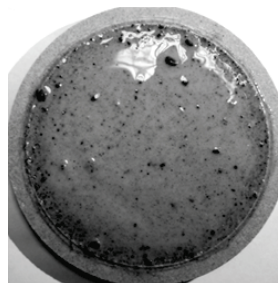


Рис. 2. Фильтрационная корка, сформированная на синтетическом диске 20 мкм с имитацией пластовых условий (35 атм, 17 °С)

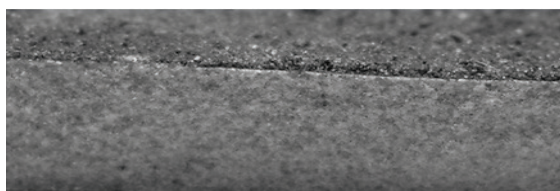


Рис. 3. Фильтрационная корка после 24 часов реакции (на диске осталась выбуренная порода)

На первом этапе исследований было получено подтверждение эффективности брейкера в условиях пониженных пластовых температур, для чего был произведен

мониторинг гидролиза продуцента кислоты и последующей реакции с карбонатом кальция во времени. Полученные данные позволили с высокой долей вероятности прогнозировать успешность обработки в течение установленного срока. Тесты на синтетических дисках, имитирующих продуктивный пласт, и исследования влияния составов на натуральные керны (рис. 4) подтвердили перспективность применения брейкерных систем.

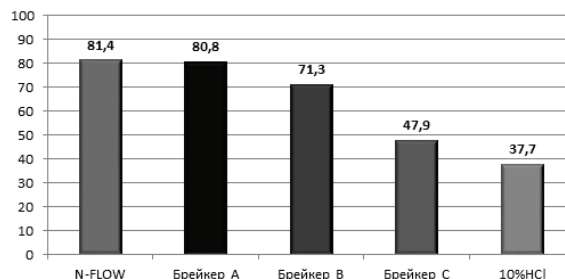


Рис. 4. Коэффициент восстановления проницаемости после применения брейкерных систем

Описания системы. Таким образом, после оценки специфики пластовых условий, минералогических и петрофизических свойств коллектора, типа бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта и конфигурации горизонтального участка было принято решение о применении брейкера фильтрационной корки N-FLOW™.

Данная технология имеет ряд неоспоримых преимуществ перед конкурентными технологиями:

1. Обеспечивается однородность обработки всего интервала горизонтального участка. Реакция начинается лишь после заполнения всего интервала горизонтального ствола.
2. Низкая скорость гидролиза обеспечивает не только успешное удаление фильтрационной корки, но и проникновение вглубь ПЗП, где происходит растворение кислоторастворимого материала внутренней корки.
3. Выделяющаяся кислота инертна к глинистым минералам, что обеспечивает сохранение скелета породы и предотвращает коллектор от обводнения.
4. Минимальная коррозионная активность.
5. Для производства работ не требуются специальная техника и специальные условия хранения для материалов.

Глубина проникновения брейкера вглубь продуктивного пласта до начала реакции обусловлена исключительно проницаемостью фильтрационной корки, которая многократно ниже проницаемости самого пласта. Процесс происходит в условиях статической фильтрации. К началу реагирования карбоната кальция с образовавшейся органической кислотой брейкер проникает на глубину 3÷4 см, охватывая всю зону потенциального механического повреждения. Реакция начинается одновременно и с одинаковой скоростью во всем объеме горизонтального ствола. Это позволяет разрыхлить и разрушить корку, что помогает снизить давление отрыва от поверхности ПЗП и дезинтегрировать корку, с тем чтобы легко вынести ее потоком пластового флюида при вызове притока.

Промысловое применение. В промысловых условиях процедура обработки выглядит следующим образом. Предварительно заготавливается обработанная до $pH = 6\div7$ основа, то есть приготавливается рассол с добавлением поверхностно активных веществ (ПАВ). После спуска хвостовика с установленными во внутренней полости промывочными трубами на забой и его подвешивания производится перевод скважины с бурового раствора на рассол. Скважина промывается до осветления рассола для полного удаления бурового раствора. Непосредственно перед установкой ванны в заготовленную ранее основу вводится продуцент кислоты N-FLOW-325. Ванна закачивается через транспортировочную колонну с продавкой

рассола с помощью цементировочного агрегата. Ванна устанавливается на равновесии, после чего приступают к подъему транспортировочной колонны с фиксацией объемов долива. На всю операцию по установке ванны затрачивается не более часа. Дальнейшие работы производятся в соответствии с обычным планом работ. До освоения скважины после установки N-FLOW проходит около 48 часов.

Таким образом, опыт применения системы N-FLOW для обработки ПЗП на нефтяных и газоконденсатных месторождениях в России и во всем мире показывает, что технология достаточно универсальна и вариативна. Были успешно проведены работы на терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях различных температур и давлений, на свежепробуренных скважинах и на скважинах, долгое время находящихся в эксплуатации. В большинстве случаев имеется положительный эффект от применения системы. В условиях Восточно-Мессояхского месторождения эффективность брейкерных систем подтверждена фактическими запусками дебитов скважин. Продуктивность новых пробуренных скважин, где на этапе заканчивания применялся брейкер N-FLOW™, на 15 % выше, чем по скважинам законченным без ОПЗ. Помимо эффекта от дополнительной добычи преимуществом использования брейкеров является более простой процесс очистки и освоения скважин после бурения.

Библиографический список

1. Formation Damage and Horizontal Wells — A Productivity Killer? / D. Brant Bennion [et al.] // International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary. — SPE 37138. — Alberta, Canada, 1995. — P. 18–20.
2. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглиненого терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / З. Р. Давлетов [и др.]. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012.
3. Харитонов А. Б. Обработка призабойной зоны — система N-FLOW. Опыт применения в России // Бурение и нефть. — 2010 — № 6. — С. 10–12.
4. Successful Deployment of a New Stimulation Chemical, Post Horizontal Open-Hole Gravel Pack in Wells Drilled with both Water-Based and Oil-Based Drill-In Fluid / E. Davidson [et al.]. — SPE/IADC 101964, Mumbai, India: SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, 2006.

Сведения об авторах

Мисбахов Рамиль Жаудатович, начальник отдела, АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, e-mail: Misbakhov.R.Zh@tmn.gazprom-neft.ru

Мартынов Михаил Евгеньевич, начальник управления, АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, e-mail: Martynov.ME@tmn.gazprom-neft.ru

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

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

Information about the authors

Misbakhov R. Zh., Head of the Department, JSC «Messoyakhaneftegaz», Tyumen, e-mail: Misbakhov.RZh@tmn.gazprom-neft.ru

Martynov M. E., Head of the Department, JSC «Messoyakhaneftegaz», Tyumen, e-mail: Martynov.ME@tmn.gazprom-neft.ru

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

Sokhosshko S. K., Candidate of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohosshko@mail.ru

УДК 622.691.24(571.122)

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПУНГИНСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

RESULTS OF THE EVALUATION OF THE QUALITY OF THE OPENING OF THE OPERATIONAL OBJECT OF THE PUNGINSKOYE UNDERGROUND GAS STORAGE

**В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, К. В. Бекмурзаев, О. В. Рожкова,
Д. С. Герасимов**

**V. P. Ovchinnikov, I. G. Yakovlev, K. V. Bekmurzayev, O. V. Rozhkova,
D. S. Gerasimov**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень