

ЭФФЕКТИВНАЯ КИСЛОТА

Многообразие кислотных систем для интенсификации дебита в сложных условиях

Кислотные обработки являются одним из основных способов интенсификации дебита нефтяных и газовых скважин. При этом потенциал, заложенный в этом методе, еще не раскрыт полностью, кислотные составы постоянно совершенствуются и находят все более широкое и разнообразное применение. Основой повышения их эффективности и универсальности является переход к использованию комплексных кислотных составов с широким набором модифицирующих добавок. Это позволяет расширить как спектр таких составов, так и условия их применения, интенсифицировать дебит в сложных геологических условиях, где ранее применение кислотных составов считалось неэффективным.

С.А. ДЕМАХИН, А.И. ШИПИЛОВ, А.А. МОКРУШИН, А.П. МЕРКУЛОВ

Одной из актуальных задач при эксплуатации нефтяных и газовых скважин является проведение кислотных обработок на обводняющихся месторождениях. В этих условиях применение обычных кислотных составов малоэффективно. Обводнение, как правило, происходит по наиболее проницаемым пропласткам, и закачиваемая кислота в первую очередь фильтруется в них, только увеличивая обводненность, но не приток углеводородов.

Эффективным решением для обводненных месторождений является самоотклоняющаяся кислотная система (СОКС) на основе смеси кислотного состава ФЛАКСОКОР® 210 и гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® марки

А. Гелирующий агент, представляющий собой ПАВ российского производства, придает кислотной системе способность увеличивать вязкость по мере изменения минерализации или увеличения pH (см. рис.1). В обводненных интервалах, когда происходит разбавление кислотного состава, то есть изменение общей минерализации и pH, и, как следствие, увеличивается вязкость состава, его проникновение в водонасыщенные пропластки блокируется и кислотный состав перенаправляется в нефтенасыщенные, менее проницаемые интервалы пласта (см. рис.2).

Особенно актуально использование данной технологии на пластах с низким уровнем проницаемости, не

позволяющим применять другие отклонители, например на основе обратных эмульсий или полимеров, по причине их большей склонности к образованию кольматантов.

Важным достоинством использования гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® марки А является отсутствие вторичной кольматации нефтенасыщенного коллектора. При контакте с углеводородами или при сильном истощении кислоты образовавшийся гель разрушается, быстро теряет свою вязкость и легко удаляется потоком флюидов (см. рис.3). Кислотный состав ФЛАКСОКОР® 210 с гелирующим агентом СУРФОГЕЛЬ® марки А широко применяется на месторождениях России и СНГ, как для интенсификации дебита обводненных пластов, так и при проведении большеобъемных кислотных обработок^[1,2].

Одной из актуальных инновационных разработок является состав ФЛАКСОКОР® 110, применяемый для освоения скважин после бурения^[3]. Еще на этапе бурения на поверхности на стенке скважины формируется малопроницаемая глино-полимерная корка, а жидкая фаза бурового раствора с растворенными химическими веществами формирует более протяженную зону проникновения, проницаемость которой значительно ниже по сравнению с исходной. Кислотный состав ФЛАКСОКОР® 110 легко разрушает корку бурового раствора, которая часто образуется на поверхности коллектора (см. рис.4), что повышает сообщаемость пласта со скважиной и обеспечивает ее быстрое освоение.

Состав ФЛАКСОКОР® 110 применяется для освоения после бурения с 2011 года и показал весьма впечат-

Рис.1
Внешний вид кислотного состава до и после нейтрализации



Рис.2
Увеличение вязкости самоотклоняющейся кислотной системы по мере увеличения pH

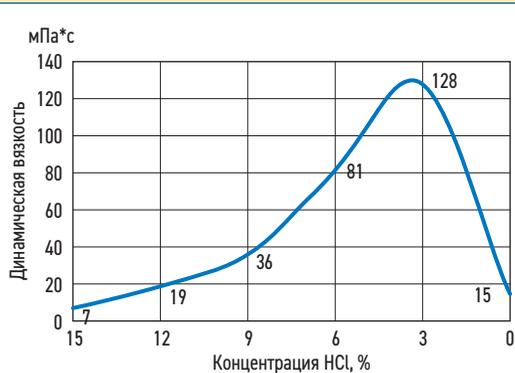


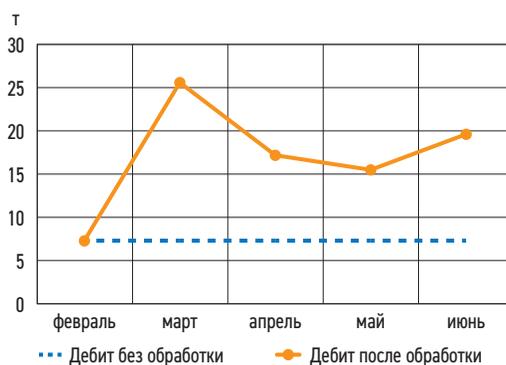
Рис.4.
Динамика убыли веса образца корки глинистого бурового раствора при использовании ФЛАКСОКОР® 110 в сравнении с HCl



Рис.3
Зависимость вязкости кислотного состава от степени истощения по реакции с карбонатом кальция (начальная концентрация HCl — 12%, СУРФОГЕЛЬ® м. А — 6%)



Рис.5
Параметры работы скважины 2143 Приобского месторождения после очистки трещины ГРП составом ФЛАКСОКОР® 110



ляющие результаты. Обработка одной из газовых скважин в Астраханской области кислотным составом объемом 20–30 м³ привела к увеличению дебита в среднем на 40%, а дополнительная добыча превысила 68 млн м³ газожидкостной смеси [4]. К настоящему времени кислотный состав ФЛАКСОКОР® 110 зарекомендовал себя как надежный и эффективный кислотный состав для освоения скважин после

бурения, обладающий повышенной эффективностью и дополнительными возможностями по сравнению с обычной соляной кислотой. Его применение позволяет заказчикам получать более значительные результаты при использовании меньших объемов реагентов и достигать большего экономического эффекта.

Применение данного кислотного состава после проведения операций

ГРП дает возможность повысить проницаемость трещины и увеличить приток углеводородов в скважину. Обработка одной из скважин Приобского месторождения кислотным составом в объеме 12 м³ позволила только за четыре месяца дополнительно добыть 1488 тонн нефти, и на данный момент эффект продолжается (см. рис.5).

Сходный эффект в 2016 году был получен суммарно на пяти скважинах. □

Список литературы

1. А.А. Мокрушин, А.И. Шипилов, «Повышение эффективности кислотных обработок в условиях поздней стадии разработки месторождений с карбонатным коллектором (самотклоняющаяся кислота, большеобъемные обработки призабойной зоны пласта с применением гелей на основе ПАВ)» / Нефть, газ, новации, 2010, №7, стр. 43–45.
2. А.А. Мокрушин, А.А. Шмидт, А.Н. Солодов, «Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз»/ Сборник научных трудов СамараНИПИнефть, выпуск 2, стр. 169–176.
3. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н., «Освоение скважин после бурения с помощью кислотного состава ФЛАКСОКОР 110» / «Нефть и Капитал», 2015, №4, стр. 64–65.
4. Никешина Л., «Опыт применения разглинителя «Флаксокор 110» и отклонителя «Сурфогель» для самоотклоняющегося кислотного состава — результат превзошел ожидания» / Пульс Аксарайска. Еженедельник ООО «ГазпромДобыча Астрахань», 2012, № 4. стр. 1–3.