

# Эффективная кислота: многообразие кислотных систем для интенсификации дебита в сложных условиях

**С.А. ДЕМАХИН,**  
к.г.-м.н., технический консультант

ООО «Зиракс»  
sales@zirax.com

**А.И. ШИПИЛОВ,**  
к.х.н., технический директор

**А.А. МОКРУШИН,**  
директор по развитию бизнеса

АО «Полиэкс»

**А.П. МЕРКУЛОВ,**  
руководитель нефтегазовых проектов по  
РФ и СНГ

ООО «Зиракс»

S. DEMACHIN, «Zirax» LLC

A. SHIPILOV,

A. MOKRUSHIN,

«Polyex» JSC

A. MERKULOV, «Zirax» LLC

*Дается обзор кислотных составов для интенсификации дебита в сложных геолого-технических условиях, когда обычные кислотные составы неэффективны. Рассмотрены аспекты применения кислотных обработок при обводнении скважин, представлен модифицированный кислотный состав для удаления глино-полимерной корки, специальный состав для очистки трещин ГРП от остаточного геля.*

Ключевые слова: кислотный состав, обводнение, самоотклоняющиеся кислотные системы, ГРП, деструкция глин и полимеров

## EFFECTIVE ACID: A VARIETY OF ACID BLENDS FOR STIMULATION IN DIFFICULT CONDITIONS

The article presents an overview of acid blends for stimulation in difficult geological and technical conditions where simple acid blends are ineffective. The aspects of using acid treatments for watering wells are considered, a modified acid composition for removing the clay-polymer filter cake, a special blend for cleaning the fractures after fracturing from the residual gel is presented.

Keywords: stimulation, fracturing, acid blend, removing filter cake, self-diverting systems

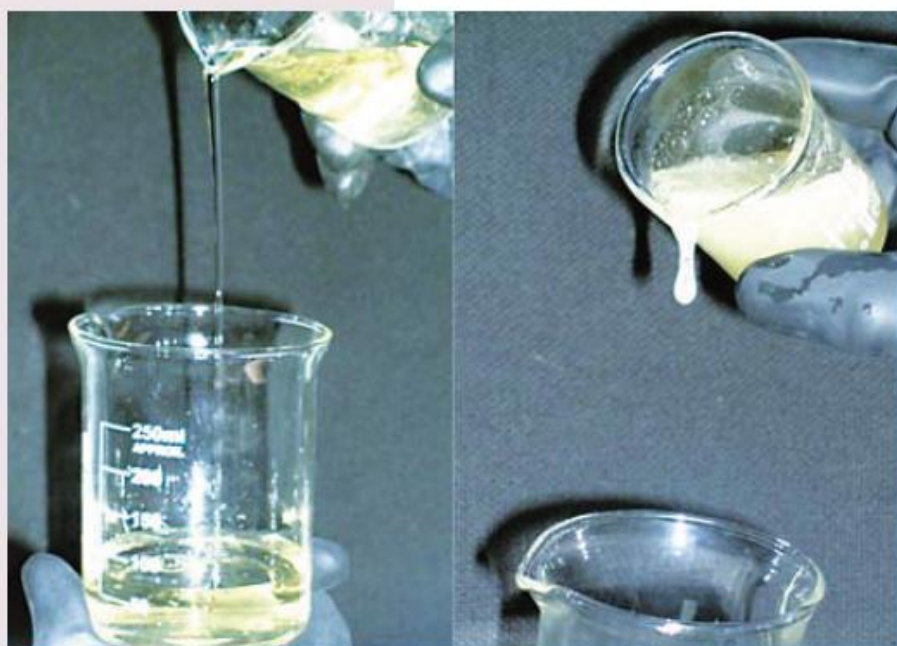


Рис. 1. Внешний вид кислотного состава до и после нейтрализации

**К**ислотные 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, так и условия применения таких составов, интенсифицировать дебит в сложных геологических условиях, где ранее применение кислотных составов считалось неэффективным.

Одной из актуальных задач при эксплуатации нефтяных и газовых скважин является проведение кислотных обработок на обводняющихся месторождениях.

УДК 622.276.63

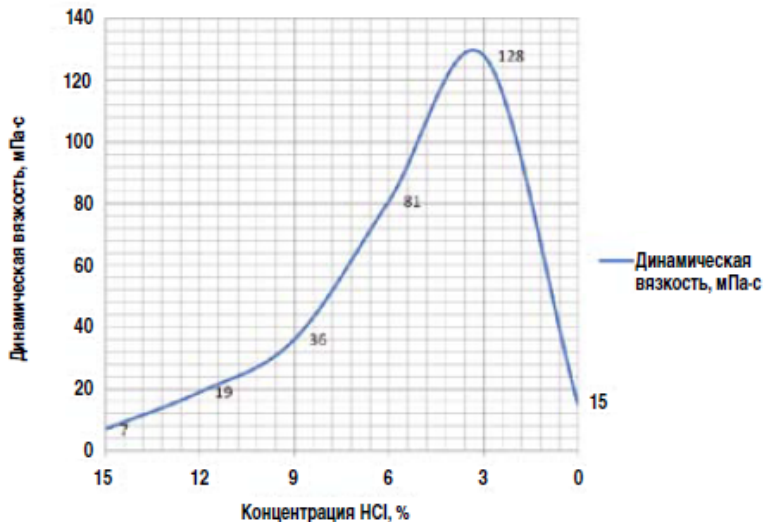


Рис. 2. Увеличение вязкости самоотклоняющейся кислотной системы по мере увеличения pH

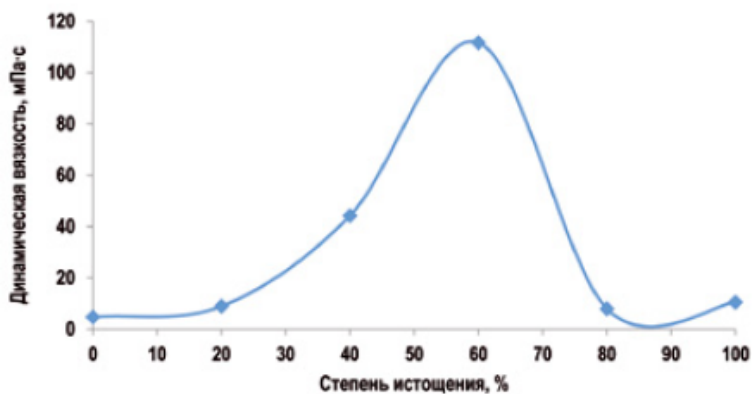


Рис. 3. Зависимость вязкости кислотного состава от степени истощения по реакции с карбонатом кальция (нач. конц HCl 12 %, СУРФОГЕЛЬ® м. А 6%)

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.

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.

Одной из актуальных инновационных разработок является состав ФЛАКСОКОР® 110, применяемый для освоения скважин после бурения. Еще на этапе бурения на поверхности на стенке скважины формируется малопроницаемая глинополимерная корка, а жидкая фаза бурового раствора с растворенными химическими веществами формирует более протяженную зону проникновения, проницаемость которой значительно ниже, по сравнению с исходной.

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 (рис. 1). В обводненных интервалах, когда происходит разбавление кислотного состава, то есть изменение общей минерализации и pH, а как следствие увеличивается вязкость состава, его проникновение в водонасыщенные пропластки блокируется и кислотный состав перенаправляется в нефтенасыщенные, менее проницаемые интервалы пласта (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 коагулянтов.

Важным достоинством использования гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® марки А является отсутствие вторичной коагуляции нефтенасыщенного коллектора. При контакте с углеводородами или при сильном истощении кислоты образовавшийся гель разрушается, быстро теряет свою вязкость и легко удаляется потоком флюидов (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

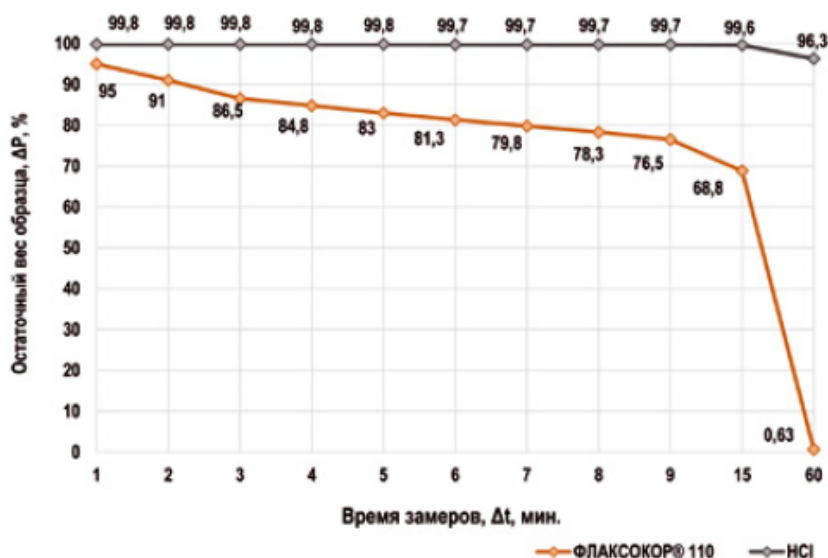


Рис. 4. Динамика убыли веса образца корки глинистого бурового раствора при использовании ФЛАКСОКОР® 110 в сравнении с HCl

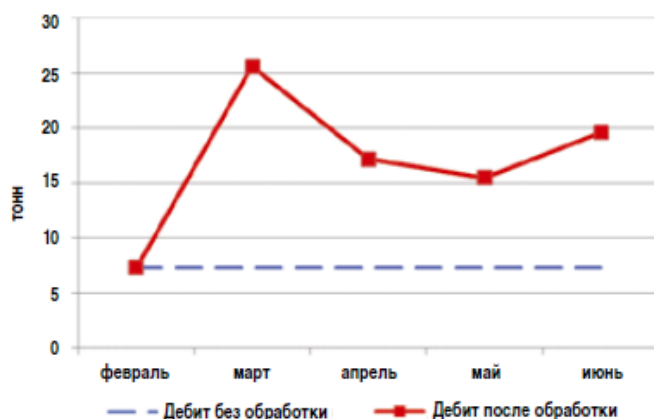


Рис. 5. Параметры работы скважины 2143 Приобского месторождения после очистки трещины ГРП составом ФЛАКСОКОР® 110

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.

бурения на поверхности на стенке скважины формируется малопроницаемая глинополимерная 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 (рис. 4), что повышает сообщаемость пласта со скважиной и обеспечивает ее быстрое освоение.

Состав ФЛАКСОКОР® 110 применяется для освоения после бурения с 2011 г. с весьма впечатляющими результатами. 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 этого кислотного состава после проведения операций ГРП позволяет повысить проводимость трещины и увеличить приток углеводородов в скважину. Обработка одной из скважин Приобского месторождения кислотным составом в объеме 12 м³ позволила только за 4 месяца дополнительно добыть 1488 т.

Положительный эффект продолжается (рис. 5). Сходный эффект в 2016 г. был получен суммарно на 5 скважинах.

#### Литература

1. Мокрушин А.А., Шипилов А.И. Повышение эффективности кислотных обработок в условиях поздней стадии разработки месторождений с карбонатным коллектором (самоотклоняющаяся кислота, большеобъемные обработки призабойной зоны пласта с применением гелей на основе ПАВ) // Нефть, газ, новации. 2010. № 7. С. 43 – 45.
2. Мокрушин А.А., Шмидт А.А., Солодов А.Н. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз» / Сборник научных трудов «СамараНИПИнефть». Выпуск 2. С. 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. С. 64 – 65.
4. Никешина Л.Г. Опыт применения разглинатора «Флаксокор 110» и отклонителя «Сурфогель» для самоотклоняющегося кислотного состава – результат превзошел ожидания / Пульс Аксарайска. Еженедельник ООО «ГазпромДобыча Астрахань». 2012. № 4. С. 1 – 3.

#### Literature

1. Mokrushin A.A., Shipilov A.I. Improving the efficiency of acid treatments in terms of the late stage of development fields with carbonate reservoir (self-deviating acid, large-volume processing bottom-hole formation zone with the use of gels based on surfactant PAV) // Oil, gas, innovations. 2010. No. 7. Pp. 43 – 45.
2. Mokrushin A.A., Schmidt A.A., Solodov A.N. Application self-deviating system at the period of performing large-volume acid treatments at the facilities of «Samaraneftegaz» LLC/ Collection of scientific works «SamaranIPIneft». Issue 2. Pp. 169 – 176.
3. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'yanov D.N. The development of the wells after drilling using acid composition FLAXOKOR 110 // Oil and capital. 2015. No. 4. Pp. 64 – 65.
4. Nikeshina L.G. the Experience of application of glenister «Flexator 110» and rejecter «Surfogel» self-deviating acid composition – the result exceeded expectations / Pulse Aksaraiska. Weekly of «Gazpromdobycha Astrakhan» LLC. 2012. No. 4. Pp. 1 – 3. ■