

А.А. Мокрушин (ЗАО "ПОЛИЭКС", г. Пермь), А.А. Шмидт (ООО "Нефтехимсервис-Самара"),  
А.Н. Солодов (ООО "СамараНИПИнефть")  
A.A. Mokrushin (ZAO "Polyex", Perm), A.A. Shmidt (OOO "Neftechemservice-Samara"),  
A.N. Solodov (OOO "SamaraNIPIneft")

## Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО "Самаранефтегаз"

Application of Self-Diverting Chemical Compositions for Large-in-Volume Acid Treatments at Oil Production Objects of ОАО "Samaraneftegas"

*The paper contains the results of pilot field tests with Surfogek chemical while performing the jobs at the basis of large-in-volume acid treatment procedure. The analysis of theses results prove high efficiency in applying this chemical with BSKO procedures and may be considered as a promising EOR method.*

**Ключевые слова:** призабойная зона пласта, большеобъемная солянокислотная обработка (БСКО), самоотклоняющаяся система, вязкость.

**Key words:** reservoir BH zone, large-in-volume acid treatment (BSKO), self-diverting chemical composition, viscosity.

**Приведены результаты опытно-промышленных испытаний реагента Сурфогель при реализации технологии БСКО. Анализ результатов доказал высокую эффективность применения реагента в технологии БСКО, которое может рассматриваться как перспективный метод интенсификации добычи нефти.**

**Введение.** В настоящее время одним из способов увеличения зонального охвата при кислотном воздействии является потокоотклонение, которое основывается на создании фильтрационного сопротивления продвижению кислотного состава в высокопроницаемой части коллектора. В качестве потокоотклонителей используются вязкоупругие жидкости на основе полимеров, а также обратные эмульсии на основе углеводородной фазы, водной фазы и эмульгатора.

Вязкоупругие жидкости на основе полимеров обладают рядом недостатков, таких как вторичная коагуляция обрабатываемого коллектора и слож-

ность приготовления рабочих растворов. Эмульсии частично лишены недостатка, связанного с кольматацией коллектора, но еще больше ограничены температурой применения, чаще не превышающей 80 °С. Приготовление эмульсий также является достаточно сложным процессом, требующим дополнительного оборудования и наличия углеводородной фазы. Общим недостатком указанных методов является то, что потокоотклонители инертны к породе и являются «паразитными» объемами. Частично проблема «паразитных» объемов потокоотклонителей решена использованием гелированных и эмульгированных кислот, но их закачка в низкопроницаемую часть коллектора затруднена за счет их высокой вязкости и связанного с этим высокого фильтрационного сопротивления.

С 2005 г. на объектах ОАО «Самаранефтегаз» реализуется технология БСКО. Технология БСКО реализуется в ходе циклических обработок призабойной зоны добывающей скважины комплексным сбалансированным кислотным составом с промежуточной либо единовременной закачкой между циклами отклоняющего (временно блокирующего) состава при давлениях, не превышающих давления гидроразрыва пласта. Отклонителем является обратная водонефтяная эмульсия с высокой вязкостью (динамическая вязкость при 20 °С – 110 мПа·с). За период с 2005 г. по настоящее время было проведено 385 скважино-операций БСКО такого типа. Однако опыт применения показал, что эта технология имеет ряд ограничений, которые связаны с высокой вязкостью отклонителя, что не позволяет применять его для коллекторов с проницаемостью менее 50 мД.

**Потокоотклоняющая технология БСКО с гелирующим компонентом.** В связи с указанным недостатком применения отклонителей на основе полимеров и эмульсий для некоторых объектов разработки была предложена технология БСКО с самоотклоняющейся кислотной композицией на основе гелирующего агента, представляющего собой смесь поверхностно-активных веществ. Смешивание гелирующего агента с соляной кислотой позволяет получить кислотную композицию, способную увеличивать свою вязкость при повышении pH по мере нейтрализации кислоты в результате реагирования с карбонатной породой коллектора. В результате образования вязкого геля происходит «автоматическое» отклонение последующих порций неотреботанной кислоты как за счет возникновения гидравлических сопротивлений, так и за счет резкого снижения скорости реакции в зоне контакта гелированной кислоты с карбонатной породой. Таким образом исключается необходимость закачки в скважину инертных к породе объемов жидкости и достигается максимальная эффективность использования кислотного состава.

Основным преимуществом самоотклоняющегося кислотного состава (СОКС) является то, что он, представляя собой смесь соляной кислоты и поверхностно-активных веществ, не кольматирует поровое пространство коллектора.

При обработке самоотклоняющейся кислотой возможно формирование разветвленной сети червоточин в матрице коллектора не только за счет неоднородностей породы, но и за счет перенаправления воздействия кислоты на породу в результате повышения гидродинамического сопротивления геля в высокопроницаемых зонах (рис. 1). Таким образом, за счет отсутствия расходования соляной кислоты на кавернообразование повышается эффективность ее использования.

Другим преимуществом СОКС является его низкая вязкость в исходном состоянии, которая при температуре 20 °С составляет около 7 мПа·с, что позволяет применять технологию при работе в коллекторе с проницаемостью до 5 мД.

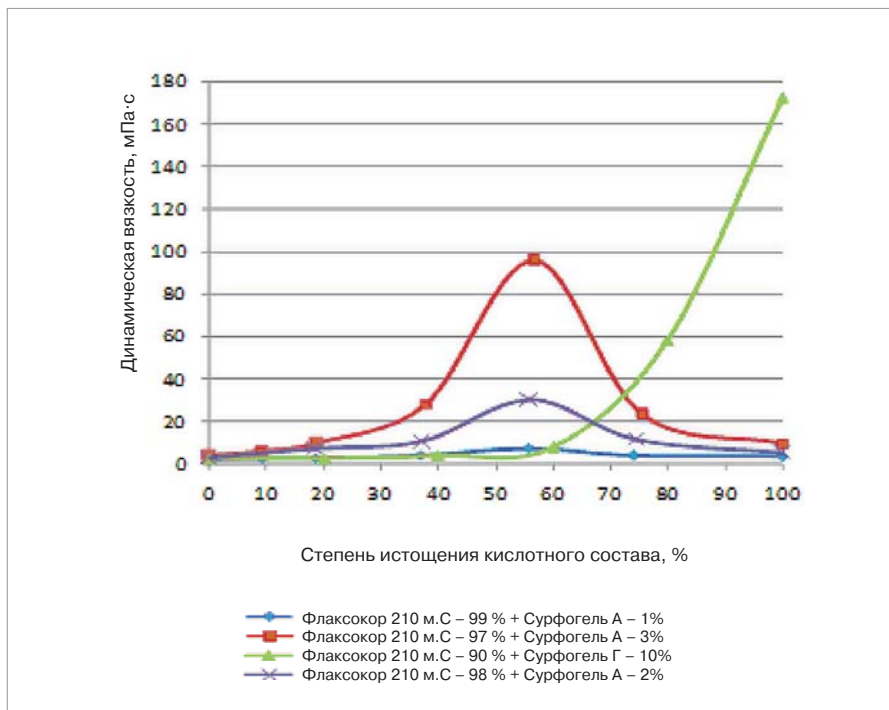
В зависимости от фильтрационных свойств обрабатываемого коллектора есть возможность регулирования конечной вязкости кислотного состава за счет изменения концентрации в закачиваемом в скважину КС.

Полученные в результате лабораторных исследований данные по изменению вязкости в зависимости от степени истощения (расходования) кислотного состава приведены на рис. 2.

При использовании разных марок на основе гелирующего агента изменение вязкости происходит различным образом. Использование марки Г приводит к монотонному нарастанию вязкости до полного истощения кислоты. При применении марки А вязкость проходит через максимум, соответствующий 6-8 % остаточной концентрации соляной кислоты, и при полном истощении кислоты прак-



**Рис. 1. Внешний вид керна после проведения моделирования СКО:**  
 а – разветвленная сеть сквозных червоточин, образованных при закачке СОКС в объеме 2,5 поровых объемов при темпе закачки 1 см<sup>3</sup>/мин; б – каверна и сквозная червоточина, образованные при закачке соляной кислоты в количестве 18 поровых объемов при темпе закачки 10 см<sup>3</sup>/мин

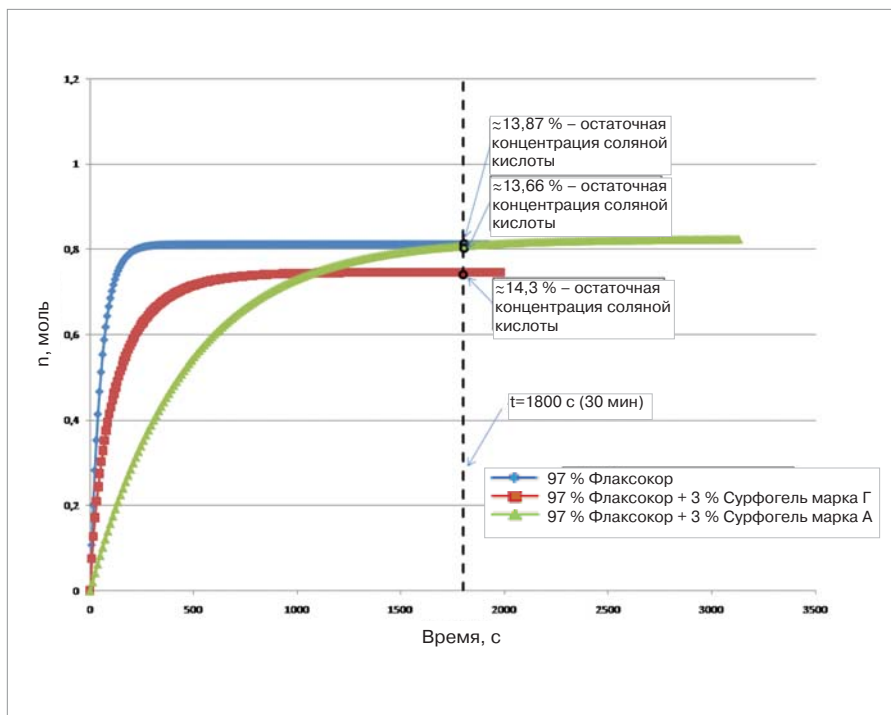


**Рис. 2.** Зависимость динамической вязкости кислотного состава от степени его истощения (температура 25 °С)

тически возвращается на первоначальный уровень. Варьируя концентрацию гелирующего агента и смешивая марки А и Г в различных пропорциях, можно добиться разной максимальной вязкости (до 100 мПа·с и более) и достижения ее пика при различной степени истощения. Дополнительным преимуществом применения гелирующего агента явилось то, что вязкость кислотного состава после достижения максимума начинает постепенно снижаться, тем самым облегчая процесс последующего освоения скважины.

**Кинетика растворения карбонатной породы.** Важным фактором, влияющим на поведение кислоты в карбонатном коллекторе, является скорость растворения карбонатной породы.

На рис. 3 представлена информация по кинетике растворения водонасыщенной карбонатной породы в условиях замедления скорости реакции кислотного состава. Использование в кислотном составе Сурфогеля А дает замедление скорости реакции более значительное (зеленая кривая) по сравнению с использованием Сурфогеля Г (красная кривая).

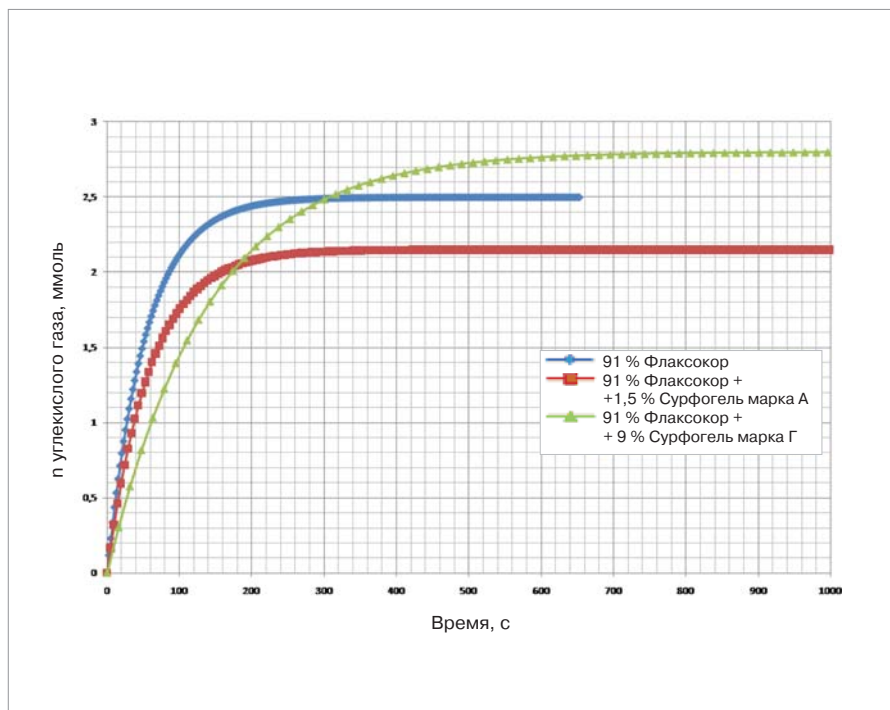


**Рис. 3.** Кинетика растворения кислотными составами водонасыщенной горной породы при 25 °С

Следует отметить, что в водонасыщенном коллекторе остановка реакции происходит значительно раньше, чем в нефтенасыщенном (рис. 4), что характеризует селективность воздействия. В конечном итоге кислота сохраняет свою активность в большей степени в нефтенасыщенной части коллектора [3].

Опытно-промысловые работы по БСКО с применением на основе гелирующего агента были проведены на следующих объектах (табл. 1).

В соответствии с требованиями ОАО «НК «Роснефть» перед выполнением промысловых работ на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» были проведены тесты на совместимость кислотного раствора с пластовой нефтью, которые показали, что соляная кислота с добавлением на основе гелирующего агента при смешивании с пластовой нефтью не образует каких-либо осадков или эмульсий в течение 240 минут. При тестировании на стабильность кислоты на основе гелирующего агента не давала осадка или помутнения в течение 30 минут.



**Рис. 4.** Кинетика растворения кислотными составами нефтенасыщенной горной породы при 25 °C

Таблица 1

Геолого-физические характеристики объектов разработки, запланированных для БСКО самоотклоняющейся кислотной композицией на основе гелирующего агента

№ п/п	№ скв.	Объект	Геолого-физические характеристики		
			Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут-МПа	Пористость, %	Проницаемость, мД
1	117	СЗ-1	19	17	25-30
2	1024	А0	4	17	6-8
3	53	В1	3	14	11-20
4	163	А0	4,2	17	20-23
5	251	А4+А5	4,3	22	60-80
6	144	Дл	9,4	18	17-20
7	51	В1	14,6	12	40-76
8	615	О2	7,1	8	60-77
9	635	О2	7	8	110-116
10	57	О2	1,5	11	10-21
11	286	Дл	1,9	8	7-8

Была создана математическая модель БСКО, по которой был сделан расчет изменений давления на устье скважины и расхода композиции в процессе закачки в пласт.

При реализации БСКО регистрировался комплекс параметров закачки, а именно давление на устье и расход закачиваемой жидкости с интервалом записи параметров в 1 сек и с визуализацией процесса в реальном времени.

Описанный подход к проведению БСКО – тестирование химических реагентов, моделирование воздействия, запись параметров – является стандартным для проведения БСКО и применяется на объектах ОАО «Самаранефтегаз» с 2010 г. Этот подход позволил повысить эффективность данного вида работ и определил дальнейшие пути развития технологии БСКО.

На сегодняшний день проведено 18 скважино-операций БСКО самоотклоняющейся кислотной композицией на основе гелирующего агента. На момент подготовки статьи 11 обработанных скважин переведены в режим эксплуатации. Результаты испытания данной технологии представлены в табл. 2.

Данная технология была испытана на пластах с низким уровнем проницаемости (минимальное значение – 6 мД), не позволявшим применять на них «стандартную» технологию отклонения кислотного состава с использованием вязких эмульсий. При выполнении всех скважино-операций с применением самоотклоняющейся системы был зафиксирован рост устьевого давления в расчетное время реагирования кислотного состава с отклонителем и образование вязкой системы при неизменной скорости закачки.

При проведении работ по стимуляции притока кислотными составами с различного рода отклонителями актуален вопрос освоения скважины.

Таблица 2

**Результаты испытания технологии БСКО самоотклоняющейся кислотной композицией на основе гелирующего агента**

№ п/п	№ скв.	Дебит нефти, т/сут		Отклонение фактического прироста дебита нефти от запланированного, т/сут
		Планный прирост до проведения БСКО	Фактический прирост после проведения БСКО	
1	117	29,6	29,6	0
2	53	22,42	28,9	+6,48
3	163	7,8	19,2	+11,4
4	251	8	11,6	+3,6
5	144	15,6	35,4	+19,8
6	51	9	39,6	+30,6
7	615	24,7	33,3	+8,6
8	635	24	37,4	+13,4
9	57	24	10,1	-13,9

После проведения работ по БСКО с применением самоотклоняющейся системы освоение проводилось методом свабирования. Из скважины была отобрана продукция реакции без визуальных признаков наличия отклонителя. Позднее отсутствие отклонителя в добываемой жидкости подтвердили лабораторные тесты. Время вывода на стационарный режим работы обработанных скважин не превысило норматива по предприятию. Данный факт подтверждает теоретические и лабораторные исследования, показавшие, что данная самоотклоняющаяся система после «полезной» работы теряет свою вязкость и не приводит к кольматации порового пространства призабойной зоны, а это является неоспоримым преимуществом технологии.

### **Выводы**

1. Эффективность кислотных обработок с гелирующими реагентами соответствует эффективности «базовых» технологий отклонения кислотных составов (вязкие эмульсии, загеленные полимерами системы) и по некоторым скважинам превосходит ее.

2. Технология не требует дополнительной техники (дозировочные насосы) для подачи реагента в кислотный состав на устье скважины, т. к. все операции выполняются техникой, применяемой при стандартных БСКО.

3. Технология применима для карбонатных коллекторов с проницаемостью до 5 мД, обводненностью продукции не выше 70 % и пластовой температурой не более 100 °С; вязкость нефти и минерализация пластовой воды не оказывают критического влияния на работоспособность технологии.

### **Литература**

1. Тестирование реагента сурфогель в кислотной композиции. Отчет. – Уфа: ООО «Уфимский НТЦ», 2011. – С. 11-12.