

# Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ)

**О.Д. Ефимов**

к.х.н., генеральный директор<sup>1</sup>  
sin\_tech@mail.ru

**Ю.Ш. Рахматуллина**

к. г-м. н., менеджер проекта<sup>1</sup>

**М.Ф. Валиев**

начальник лаборатории<sup>1</sup>

**Д.С. Черевиченко**

главный геолог<sup>2</sup>

**Л.Н. Хасанова**

инженер-химик<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Синергия Технологий», Казань, Россия

<sup>2</sup>Оренбургское управление интенсификации и ремонта скважин, Оренбург, Россия

**Одной из важнейших задач нефте- и газодобычи является повышение эффективности кислотных обработок скважин. Проблема становится наиболее актуальной в связи с тем, что в настоящее время большинство крупных месторождений отечественной нефтегазовой отрасли находится на поздней стадии разработки. Солянокислотные обработки являются наиболее распространенным способом химического воздействия на призабойную зону скважин для интенсификации добычи нефти и газа в карбонатных коллекторах. Несмотря на многолетний опыт применения и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение эффективности данного метода, значительная часть обработок не дает положительных результатов.**

**Материалы и методы**

Промышленные испытания на Оренбургском НГКМ.

**Ключевые слова**

гель, кислотная обработка, ПАВ, карбонатный коллектор, самоотклоняющийся кислотный состав

Анализ мирового опыта промысловых результатов и лабораторные исследования позволяют сделать следующие выводы об основных причинах, снижающих эффективность кислотных обработок:

1. Кислота при обработке призабойной зоны карбонатного пласта преимущественно фильтруется в самые высокопроницаемые интервалы с наибольшей приемистостью. Необработанные интервалы могут составлять до 75% толщины продуктивного пласта. Вследствие этого остальные интервалы пласта слабо подвергаются кислотному воздействию, не обеспечивая равномерного охвата всей толщины продуктивного пласта, при этом эффективность обработок в целом не выше 45–65%.

2. Кислотные растворы в первую очередь проникают в систему трещин карбонатных пород вследствие своей низкой вязкости. В связи с этим появляется необходимость ограничения проникновения кислотных составов в сеть трещин и перенаправления кислотного состава в низкопроницаемую матрицу пласта в скважинах, подвергавшимся многократным кислотным обработкам [1].

Высокую эффективность при обработке пластов большой мощности показали потокоотклоняющие кислотные составы, представляющие собой вязкоупругий раствор ПАВ в соляной кислоте. В основе действия таких составов лежит способность ПАВ образовывать длинные цилиндрические мицеллы, в присутствии продуктов реакции соляной кислоты

с карбонатной породой, в результате чего раствор приобретает вязкоупругие свойства. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к другим участкам пласта. После обработки отклоняющий гель разрушается при контакте с пластовыми жидкостями. Таким образом, применение кислотного состава на основе вязкоупругого раствора ПАВ в соляной кислоте обеспечивает равномерную обработку всей толщины пласта. После окончания обработки барьер либо разрушается при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Это снижает время на удаление продуктов реакции. Поскольку для очистки призабойной зоны пласта требуются низкие перепады давления в системе «пласт-забой», это ведет к значительному упрощению технологии и снижению стоимости [3].

Наиболее целесообразно проведение кислотных обработок с потокоотклоняющими составами в следующих случаях:

- некачественно выполненное крепление в зоне фильтра;
- слоистый пласт;
- открытый ствол скважины;
- высокоплотная перфорация колонны;
- трещинный тип коллектора;
- высокое содержание воды в продукции скважины

В основе технологии лежит способность «самоотклоняющегося» кислотного состава многократно увеличивать вязкость в ходе реакции с карбонатной породой пласта (рис. 1).

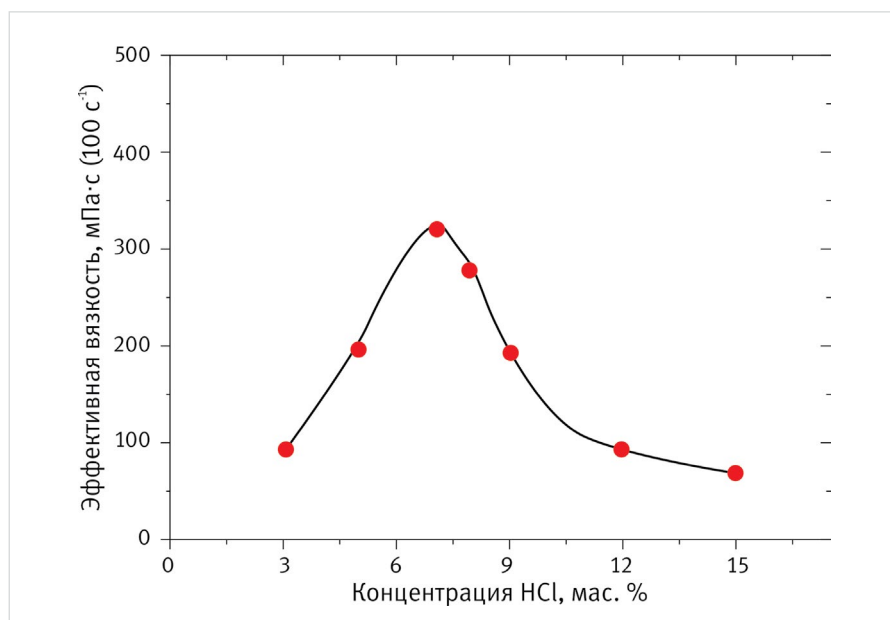


Рис.1 — Зависимость динамической вязкости (100 с-1) кислотного состава

Образующийся в результате гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным низкопроницаемым участкам. Таким образом, достигается равномерная стимуляция всего продуктивного интервала пласта. После полной нейтрализации кислоты и снижения её активности, устойчивость и вязкость вязкоупругого геля значительно снижается, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее блокированных зон.

Механизм действия композиции можно описать следующим образом: во время закачки в скважину технологический раствор вначале проникает в зоны с высокой проницаемостью (рис. 2, а). Кислота, образует червоточины (свищи) в карбонатных породах.

Во время контакта кислоты с породой, кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается pH, состав композиции начинает превращаться в гель и образовывать новый вязкостный барьер (рис. 2, б). Гелеподобная композиция временно заполняет (закупоривает) червоточины, трещины, направляя остаток состава в зоны и слои с более низкой проницаемостью. Важная особенность самоотклоняющегося кислотного состава заключается в том, что образовавшийся вязкостный барьер является временным. Вязкость геля снижается по мере нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами (рис. 3). Таким образом, исключается всякая вероятность повреждения фильтрационных характеристик призабойной зоны [2].

Данный состав применялся на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

Оренбургское НГКМ является уникальным по размерам, запасам и компонентному составу газа, с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу. Месторождение представляет собой пластово-массивную систему нижнепермского и среднекаменноугольного возраста с этажом газоносности до 500 м. По разрезу которой выделено и изучено более 30 продуктивных пластов.

Продуктивная толща ОНГКМ характеризуется значительной неоднородностью. Средняя проницаемость по объектам для различных газонасыщенных зон залежи проницаемых поровых коллекторов изменяется от  $1,72 \cdot 10^{-3}$  до  $29,32 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, порово-трещинных — от  $0,46 \cdot 10^{-3}$  до  $6,14 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В продуктивном разрезе встречаются коллекторы со значениями проницаемости в несколько раз (а иногда на порядок) выше, чем проницаемость основного массива поровых коллекторов.

Продуктивная толща залежи представляет собой три геологических объекта, сложенных в основном карбонатными породами. В каждом объекте выделено три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный, трещинный. Работающие газом пласты трещинно-поровых и трещинных коллекторов установлены по всему продуктивному разрезу.

В процессе эксплуатации Оренбургского НГКМ наибольшее распространение получили следующие виды обработок:

- направленные кислотные обработки;
- пенземulsionные кислотные обработки;

- кислотно-щелочные обработки;
- освоение скважин пенными системами с применением азотных и сепарационных установок.

Опыт проведения химических обработок призабойной зоны скважин на Оренбургском НГКМ показывает, что эффективны в основном первые обработки. С увеличением числа стандартных обработок эффективность их снижается.

В 2014 г. выполнена обработка 3-х скважин Оренбургского НГКМ самоотклоняющегося составом.

Обрабатываемые скважины характеризуются низким пластовым давлением и карбонатным коллектором большим коэффициентом трещиноватости.

При проектировании обработок, учитывая большой объем кислотных обработок, проведенных ранее, упор сделан на отклонение кислоты и селективность обработки с применением отклоняющей пачки на основе вязкоупругого ПАВ.

Порядок проведения закачки на скважинах Оренбургского НГКМ

- закачка геля-отклонителя;
- последовательная закачка порций разных вязкостей растворов и самоотклоняющегося состава соляной кислоты (15 мас. %). Расход геля составляет  $1 \text{ м}^3$  на 1 м мощности пласта, расход соляной кислоты —  $1-3 \text{ м}^3$  на 1 м мощности пласта;
- выдержка скважины на реакции;
- освоение скважин.

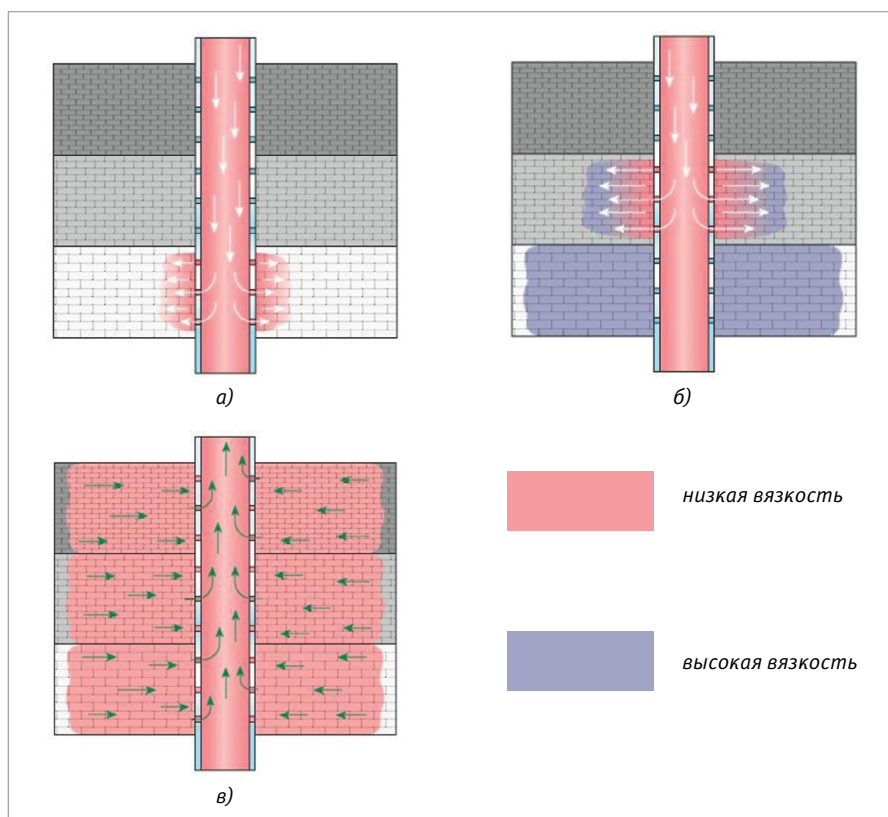


Рис. 2 — Механизм действия солянокислотной композиции в пласте

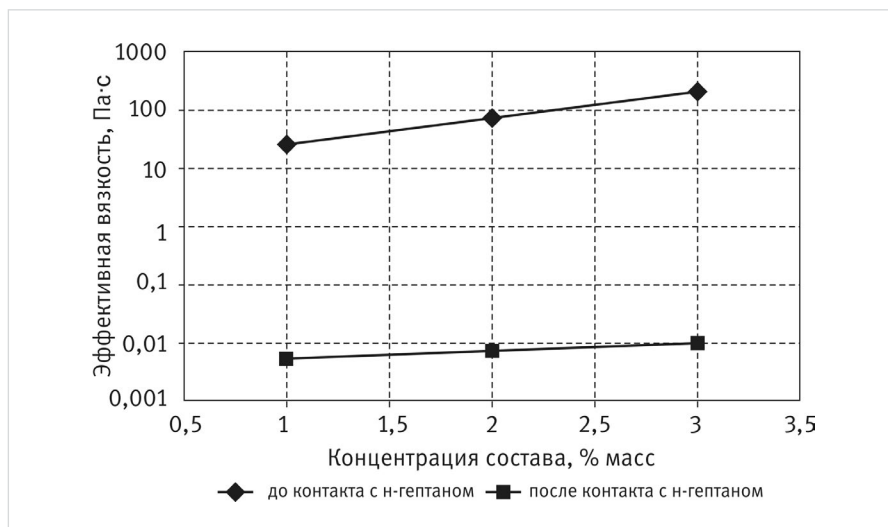


Рис. 3 — Зависимость вязкости до и после контакта с гептаном. Данный состав применялся на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

№ скв.	3016	3062	15021
Дебит воды, м <sup>3</sup>	0	0	0
Дебит газа, м <sup>3</sup>	15	26	52
Дебит конденсата, м <sup>3</sup>	0,8	0,22	1,07
Интервал перфорации / Эффективная мощность, м	1573–1688	1558–1626	777,8–1794,8 1727,3–1741,3 1756–1776
Забой	1640	1649,8	1851
Объем кислотной композиции	44,5	46	29
Предварительный результат освоения относительно данных до обработки	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 40%	Повышение дебита на 35%

Таб. 1 — Результаты опытно-промышленного внедрения состава скважин Оренбургского НГКМ

Результаты опытно-промышленного внедрения на Оренбургском НГКМ в 2014 г. гелирующего агента приведены в таб. 1.

По данным таб. 1 дебит трех скважин Оренбургского НГКМ повысился минимум на 35%, а прирост дебита воды не отмечен.

#### Итоги

Таким образом, применение самоотклоняющегося кислотного состава:

- Повышает продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих пласты с неоднородными карбонатными

коллекторами и температурами от 20 до 120°C;

- Образующийся в результате гель создает эффективное локальное отклонение к низкопроницаемым участкам;
- Временно образовавшийся вязкостный барьер снижается свои свойства по мере полной нейтрализации кислоты, а также при контакте с углеводородами;
- Исключается всякая вероятность повреждения фильтрационных характеристик призабойной зоны;

- Достигается равномерная стимуляция всего продуктивного интервала пласта.

#### Выводы

На данный момент проблема обработки неоднородных карбонатных коллекторов по-прежнему остается актуальной, тем самым оставляя востребованными потокоотклоняющие технологии на основе вязко-упругих поверхностно-активных веществ. Самоотклоняющийся кислотный состав на бесполимерной основе позволяет произвести равномерную щадящую стимуляцию призабойной зоны, эффективно решая поставленные задачи в широком диапазоне температур.

#### Список используемой литературы

1. Муслимов Р.Х., Рамазанов Р.Г., Абдулмзитов Р.Г., Фазлыев Р.Т. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 1987. №10. С. 27–31.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Кислотная обработка скважин. Нефтепромысловая химия. Т.4. М.: Интерконтакт наука, 2010. С. 477–479.
3. Коваленко П.В., Нургалиева И.З., Чехонина Г.В., Богатырев О.М. Гель-кислотные растворы для повышения производительности скважин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. №6. С. 25–29.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Application the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF)

UDC 622.276

#### Authors:

**Oleg D. Efimov** — Ph.D., general director<sup>1</sup>, postgraduate<sup>2</sup>; [sin\\_tech@mail.ru](mailto:sin_tech@mail.ru)

**Yu. Sh. Rakhmatullina** — Ph.D., project manager<sup>1</sup>

**M.R. Valiev** — head of laboratory<sup>1</sup>

**Denis S. Cherevichenko** — chief geologist<sup>2</sup>

**Liliya N. Khasanova** — chemist engineer<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Synergy technology LLC, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Orenburg UIRS, Orenburg, Russian Federation

#### Abstract

Increasing the efficiency of oil and gas production wells is the primary problem in the industry. It became more actual because the most of the biggest fields are in the last stage development today. Hydrochloric acid treatment is very common method of chemical treatment on bottomhole formation zone to increasing the oil and gas production in carbonate basin. But those treatments are not successful in spite of long-term applying and researchers aimed to improving the efficiency of that method.

#### Materials and methods

Field trials on Orenburg oil gas condensate field.

#### Results

The application of self-diverting acid provides next points.

- Increasing productivity of producing wells operating reservoirs with heterogeneous carbonate reservoirs and temperatures from 20 to 120°C;
- The resulted gel creates effective local deviation to the low-permeability areas;
- The resulted viscous barrier temporarily decreases its properties until their full deacidification, and by contact with hydrocarbons;
- Eliminating of any chance of damage to the filtration characteristics of the bottomhole formation zone;

- Is uniform stimulation of all the productive reservoir interval.

#### Conclusions

At the moment, the problem of non-uniform treatment of carbonate reservoirs is still relevant, thereby leaving the demand flow diverting technologies based on viscoelastic surfactant. Self-diverting polymer-free acid composition allows to make uniform gentle stimulation of the bottom zone, effectively solving the tasks in a wide range of temperatures.

#### Keywords

gel, acid treatment, surfactant, carbonate basin, self-diverting acid

#### References

1. Muslimov R.Kh., Ramazanov R.G., Abdulmazitov R.G., Fazlyev R.T. *Povyshenie produktivnosti karbonatnykh kollektorov* [Increasing carbonate reservoirs production]. Oil industry, 1987, issue 10, pp. 27–31.
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Wells acid treatment]. *Neftpromyslovaya khimiya*. Vol. 4. Moscow: *Interkontakt nauka*, 2010, pp. 477–479.
3. Kovalenko P.V., Nurgalieva I.Z., Chekhonina G.V., Bogatyrev O.M. *Gel'-kislotnye rastvory dlya povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin* [Gel-acid solutions to increase wells production rate]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2005, issue 6, pp. 25–29.