



УДК 622.245  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



## Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах

Т.С. Якимова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## Self-Diverting Acids as a Method for Intensification of Oil Production in Carbonate Reservoirs

Tatiana S. Yakimova

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya Str., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 09.04.2021. Принята / Accepted: 30.07.2021. Опубликовано / Published: 01.10.2021

### Ключевые слова:

самоотклоняющиеся кислотные составы, фильтрационные испытания, эффективность технологии, проницаемые интервалы продуктивного пласта, кислотная обработка, керновая модель, восстановление проницаемости, обработка призабойной зоны пласта, перераспределение профиля притока, блокирование промытых интервалов, перераспределение кислоты, обводненность продукции, остаточные запасы нефти, лабораторные исследования, вязкость, истощение состава при реакции с карбонатной породой.

### Keywords:

self-diverting acids, filtration tests, technology efficiency, permeable intervals of a productive formation, acid treatment, core model, permeability build-up, treatment of the bottom-hole formation zone, inflow profile redistribution, blocking of washed out intervals, acid redistribution, water cut, residual oil reserves, laboratory investigations, viscosity, composition depletion by reaction with carbonate rock.

В настоящее время большая часть остаточных извлекаемых запасов нефти месторождений находится в сложнопостроенных слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах. Повышение эффективности разработки месторождений в условиях неравномерной выработки запасов по разрезу осложняется ростом обводненности, происходящей по мере выработки запасов. В связи с этим усложняется процесс поиска скважин-кандидатов для проведения кислотных обработок, появляется необходимость использования новых технологий воздействия на пласт. В частности, использование отклоняющих агентов при солянокислотной обработке нередко становится необходимым условием для успешного проведения обработки призабойной зоны. Обобщены и проанализированы результаты лабораторных исследований и выполненных работ на скважинах, в том числе подтверждена корректность методических подходов при проведении исследований самоотклоняющихся кислотных систем с учетом фактически полученных результатов на скважинах.

Описаны результаты лабораторных исследований самоотклоняющихся кислотных составов в «свободном объеме» и на керновом материале, проанализировано испытание кислотных составов на четырех скважинах, в том числе результаты потокометрических исследований до и после обработки.

Анализ работ показал, что по результатам потокометрических исследований, проведенных в скважинах, зафиксировано перераспределение профиля притока, что также отмечалось на этапе фильтрационных исследований на двухслойных разнопроницаемых моделях. Перспективной областью применения самоотклоняющихся кислотных составов являются скважины с не подключенными в разработку интервалами при наличии контраста проницаемости, в том числе после осуществления стандартных кислотных обработок. Необходимо испытание технологии на объектах с небольшой мощностью пласта с целью обеспечения большего удельного расхода реагентов с учетом высокой стоимости самоотклоняющихся кислотных составов.

Currently, most residual recoverable oil reserves of the fields are located in complex layered heterogeneous carbonate reservoirs. Improving the efficiency of field development in conditions of uneven development of reserves along the section is complicated by an increase in water cut that occurs as reserves are recovered. In this regard, the process of searching for candidate wells for acidising becomes more complicated, and there is a need to use new technologies for stimulating the formation. In particular, the use of diverting agents in hydrochloric acid treatment often becomes a prerequisite for a successful treatment of the bottom-hole zone. The results of laboratory studies and work performed in wells are generalised and analysed, as well as the correctness of methodological approaches in studies of self-deviating acids is confirmed, taking into account the actual results obtained on wells.

The results of laboratory investigations of self-deviating acids in the "free volume" and on core material are described, the testing of acid compositions in four wells, including the results of flow measurements before and after treatment, is analysed.

The analysis of works showed that according to the results of flow measurements carried out in the wells, the inflow profile redistribution was recorded, which was also noted at the stage of filtration studies on two-layer multi-permeable models. The promising areas for applying self-diverting acid are wells with intervals not connected to development in the presence of permeability contrast, including after standard acid treatments. It is necessary to test the technology at objects with a small formation thickness to ensure a higher specific reagent consumption, taking into account the high cost of self-diverting acids.

Якимова Татьяна Сергеевна – аспирант, начальник отдела планирования и сопровождения опытно-промышленных работ (тел.: +007 (982) 469 42 25, e-mail: Tatyana.Yakimova@pnn.lukoil.com).

Tatiana S. Yakimova – Postgraduate Student, Head of the Pilot Project Planning and Support Department (tel.: +007 (982) 469 42 25, e-mail: Tatyana.Yakimova@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Якимова Т.С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т.21, №4. – С.171–175. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.4

Please cite this article in English as:

Yakimova T.S. Self-diverting acids as a method for intensification of oil production in carbonate reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.4, pp.171-175. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.4

Введение

Ежегодное ухудшение структуры запасов, повышение обводненности добываемой продукции требует совершенствования технологий интенсификации добычи нефти. Одной из такой технологии являются самоотклоняющиеся кислотные составы (СОКС) для карбонатного типа породы. Принцип действия основан на способности состава образовывать гель при взаимодействии с породой коллектора, способный отклонять последующие порции композиции в менее проницаемые участки. Именно так достигается более равномерная обработка по объему с созданием сети каналов-червоточин. При этом вязкость состава снижается до первоначальной и менее после полной нейтрализации кислоты [1, 2].

Результаты лабораторных исследований

С целью подтверждения заявленных свойств реагента [3] проведены лабораторные исследования. Существуют различные подходы к моделированию самоотклоняющихся систем в лабораторных условиях [4], в данной работе представлен стандартный комплекс исследований в «свободном объеме», фильтрационные испытания на одиночных керновых образцах, а также фильтрационные исследования на двухслойных разнопроницаемых моделях. Геолого-физические характеристики объекта испытаний:

- вязкость нефти в пластовых условиях – 20 мПа·с;
- пластовая температура – 27 °С;
- диапазон проницаемости по газу:

- 1-я группа (низкопроницаемый пропласток) – 0,01–0,035 мкм<sup>2</sup>;
- 2-я группа (высопроницаемый пропласток) – 0,035–0,069 мкм<sup>2</sup>.

Для подтверждения заявленных свойств проведены замеры изменения вязкости по мере истощения самоотклоняющегося состава (рис. 1).

По результатам лабораторных исследований подтверждена способность набора вязкости самоотклоняющегося состава при реакции с карбонатной породой, при этом после истощения кислоты вязкость состава снизилась в 4 раза по сравнению с первоначальной. Такое поведение кислотной системы позволяет сделать вывод о возможности временной кольтматации составом наиболее проницаемого интервала для перераспределения следующего объема кислотного состава в низкопроницаемую часть коллектора, не оставляя при этом остаточной кольтматации пласта.

В целом по результатам исследований в «свободном объеме» кислотного и самоотклоняющегося состава сформированы следующие выводы:

- оба реагента являются совместимыми с пластовой водой и нефтью объекта испытаний;
- для кислотного состава наблюдается замедление скорости реакции с карбонатной породой по сравнению с соляной кислотой аналогичной концентрации, степень замедления для различного кернового материала – 0,5–0,66 ед.;
- самоотклоняющийся состав при нейтрализации керновым материалом соответствует заявленным свойствам: постепенно набирает вязкость до степени истощения 60–70 %, далее вязкость системы резко снижается и при 100%-ном истощении составляет менее 10 мПа·с, что ~ в 4 раза ниже начальной вязкости СОКС.

Фильтрационные испытания по определению проницаемости и моделированию воздействия СОКС и кислотного состава проводились на установке типа ПИК-ОФП. Образец керна закладывался в кернодержатель с боковым гидробжимом для исключения фильтрации вдоль боковой поверхности образца.

На первом этапе фильтрационных испытаний проведена оценка влияния СОКС и кислотного состава на матрицу породы коллектора (образцы керна со 100%-ной водонасыщенностью).

Порядок проведения фильтрационных испытаний:

- определение проницаемости до закачки кислотного состава;



Рис. 1. Динамика вязкости СОКС при реакции с керновым материалом при пластовой температуре

- моделирование процесса закачки кислотного состава;
- фильтрация кислотного состава через керновый образец в направлении «скважина – пласт» при скорости закачки 1 см<sup>3</sup>/мин до «прорыва» – момента образования высокопроницаемого канала, сопровождающегося резким падением давления закачки. Фиксация количества кислотного состава, закаченного до прорыва;
- выдержка кислотного состава в поровом пространстве не производится (по заявлению авторов технологии);
- определение проницаемости после закачки кислотного состава: фильтрация пластового флюида через керновый образец в направлении «пласт – скважина» до стабилизации давления в системе (в объеме не менее 3 V<sub>пор</sub>) с последующим определением проницаемости;

$$K_{\text{восст}} = K_{\text{пр2}} / K_{\text{пр1}}, \quad (1)$$

где K<sub>восст</sub> – коэффициента восстановления проницаемости, ед.; K<sub>пр1</sub> – коэффициент проницаемости до закачки КС, мкм<sup>2</sup>; K<sub>пр2</sub> – коэффициент проницаемости после закачки КС, мкм<sup>2</sup>.

По результатам фильтрационных испытаний:

1. Для группы проницаемости по газу от 0,01 до 0,035 мкм<sup>2</sup> коэффициент восстановления проницаемости по воде составил:

- для СОКС: 118,42–180 ед.;
- для кислотного состава: 60,53–135,42 ед.

2. Для группы проницаемости по газу от 0,035 до 0,07 мкм<sup>2</sup> коэффициент восстановления проницаемости составил:

- для СОКС: 33,72–69,60 ед.;
- для кислотного состава: 26,58–28,08 ед.

В процессе фильтрации кислотных составов наблюдается постоянный рост давления закачки до момента «прорыва» (резкое падение давления) с последующим образованием высокопроницаемого канала.

На втором этапе фильтрационных испытаний проведена оценка влияния СОКС и кислотного состава на изменение нефтепроницаемости образцов керна (нефтенасыщенные образцы керна с остаточной водонасыщенностью). Порядок проведения исследований аналогичен первому этапу работ.

По результатам фильтрационных испытаний:

1. Для группы проницаемости по газу от 0,01 до 0,035 мкм<sup>2</sup> коэффициент восстановления проницаемости по нефти составил:

- для СОКС: 171,07–173,13 ед.;
- для кислотного состава: 136,29–170,73 ед.

2. Для группы проницаемости по газу от 0,035 до 0,07 мкм<sup>2</sup> коэффициент восстановления проницаемости составил:

- для СОКС: 46,34–47,01 ед.;
- для кислотного состава: 37,68–40,00 ед.

Аналогично для первого этапа в процессе фильтрации кислотных составов наблюдается постоянный рост давления закачки до момента «прорыва» с последующим образованием высокопроницаемого канала. На основании анализа полученных результатов установлено, что для образования «прорыва» в нефтенасыщенных образцах керна требуется меньше закачки поровых объемов СОКС, чем кислотного состава, примерно на 30 %.

На третьем этапе фильтрационных испытаний проведена оценка эффективности технологии кислотной обработки

в условиях неоднородного пласта на двухслойных разнопроницаемых керновых моделях, состоящих из образцов керна с сохраненным диаметром. Неоднородная модель пласта состоит из двух параллельно расположенных керновых моделей, имеющих один вход для подачи флюидов и реагентов, моделирующих низкопроницаемый и высокопроницаемый пропластки.

Порядок проведения фильтрационных испытаний:

А. Определение проницаемости по нефти до закачки реагентов: фильтрация модели пластовой нефти через нефтенасыщенную неоднородную керновую модель с остаточной водонасыщенностью в направлении «пласт – скважина» до стабилизации давления в системе (в объеме не менее  $3 V_{пор}$ ) с последующим определением проницаемости по нефти в следующей последовательности:

- 1) на керновой модели, моделирующей низкопроницаемый пропласток;
- 2) на керновой модели, моделирующей высокопроницаемый пропласток;
- 3) в целом для неоднородной модели.

При определении проницаемости неоднородной модели пласта выполняется подбор скорости закачки, обеспечивающей фильтрацию флюида через высокопроницаемую модель  $10 \text{ см}^2/\text{мин}$ .

Б. Моделирование процесса закачки реагентов.

Закачка реагентов в неоднородную керновую модель производится в направлении «скважина – пласт» поэтапно:

- 1) закачка СОКС со скоростью, подобранной на этапе определения проницаемости, в количестве  $0,3 V_{пор}$  высокопроницаемой модели или  $0,1 V_{пор}$  низкопроницаемой модели (что наступит раньше);
- 2) закачка кислотного состава со скоростью, подобранной на этапе определения проницаемости, до «прорыва» – момента образования высокопроницаемого канала и резкого падения давления закачки;
- 3) выдержка кислотного состава и СОКС в поровом пространстве не производится (по заявлению авторов технологии).

В. Определение проницаемости по нефти после закачки реагентов: фильтрация через неоднородную керновую модель в направлении «пласт – скважина» модели пластовой нефти до стабилизации давления в системе (в объеме не менее  $3 V_{пор}$ ) с последующим определением проницаемости по нефти в следующей последовательности:

- 1) на керновой модели, моделирующей низкопроницаемый пропласток;
- 2) на керновой модели, моделирующей высокопроницаемый пропласток;
- 3) в целом для неоднородной модели.

Г. Фотографирование торцевых поверхностей керна после закачки реагентов.

Д. Определение коэффициента восстановления проницаемости по модели пластовой нефти отдельно для низко-, высокопроницаемой и неоднородной керновых моделей.

Результаты испытаний представлены в табл. 1.

### Результаты промысловых испытаний

Имеется большой опыт проведения кислотных обработок с применением СОКС [1, 5–45]. В данной статье проанализирован опыт работ на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Технология испытана на четырех скважинах, технологический процесс проведения ОПЗ предусматривал следующие этапы:

- 1) закачка кислотного состава в объеме насосно-компрессорных труб при неподаче пакера;
- 2) посадка пакера;
- 3) закачка СОКС;
- 4) закачка оставшегося объема кислотного состава;
- 5) продавка кислотного состава технической водой в объеме НКТ +  $1,5 \text{ м}^3$ .

Основные технологические параметры проведенных обработок призабойной зоны (ОПЗ) представлены в табл. 2.

Проанализирован график закачки на скважине № 1, рост давления закачки произошел только на стадии продавки,

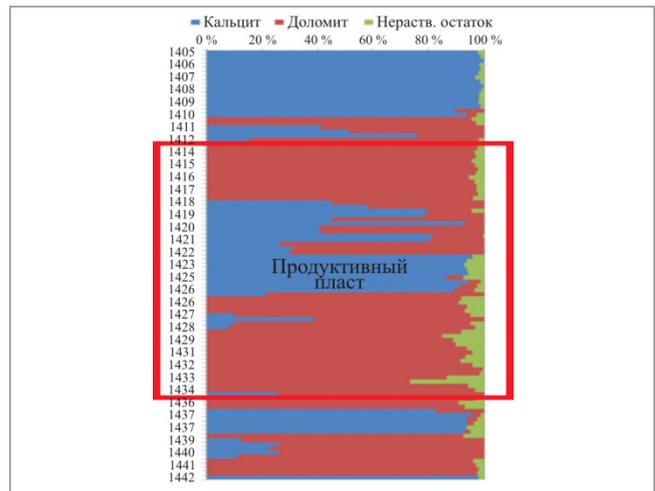


Рис. 2. Минеральный состав пород по данным исследований керна

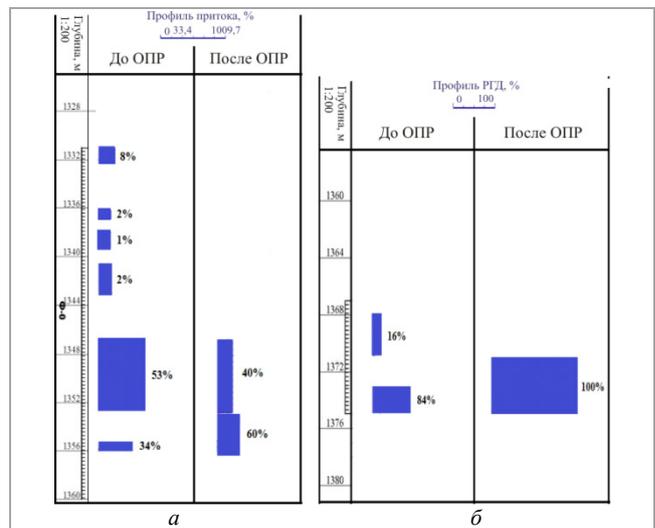


Рис. 3. Профили притока до и после ОПЗ по скважине № 2 (а) и № 4 (б)

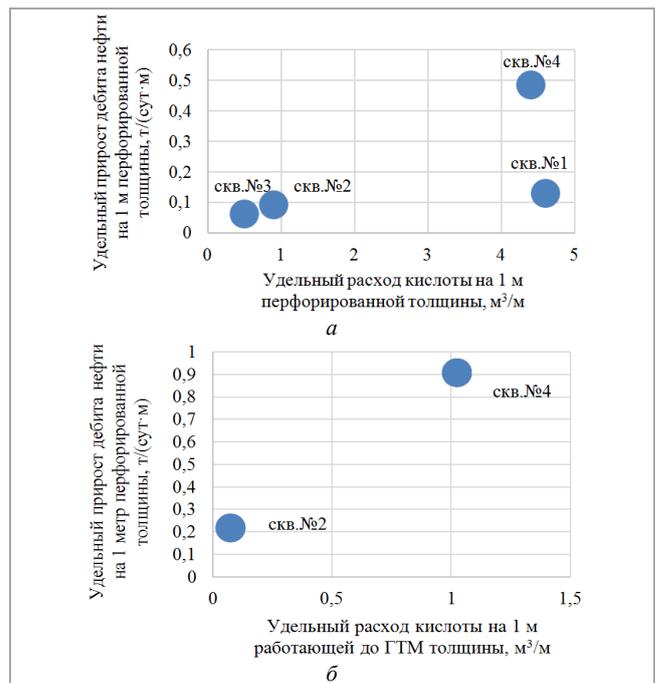


Рис. 4. Распределение удельного прироста дебита нефти от удельного расхода кислоты: а – на метр перфорированной толщины пласта; б – на метр работающей до ГТМ толщины пласта

Таблица 1

Результаты испытания технологии на двухслойных неоднородных моделях

Образец керна	Проницаемость по нефти до закачки реагентов, $K_{пр1}$ , мкм <sup>2</sup>	Скорость закачки реагентов, см <sup>3</sup> /мин	Объем закачки СОКС, см <sup>3</sup> ( $V_{пор}$ )	$P_{max}$ при закачке СОКС, МПа	Объем закачки КО, см <sup>3</sup> ( $V_{пор}$ )	$P_{max}$ при закачке КО, МПа	Проницаемость по нефти после закачки реагентов $K_{пр2}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{пост}$ , ед.
Неоднородная модель № 1								
1	0,0024	12,0	3,1 (0,074)	0,52	96 (2,30)	1,42	0,8557	361,25
2	0,0121		15,5 (0,300)		94 (1,82)		0,5704	46,99
Модель № 1	0,0073		-		-		0,7131	98,30
Неоднородная модель № 2								
3	0,0050	15,4	4,8 (0,102)	0,74	67 (1,42)	1,26	0,6484	129,84
4	0,0094		10,2 (0,178)		113 (1,97)		0,8645	92,21
Модель № 2	0,0072		-		-		0,7565	105,29

Таблица 2

Основные технологические параметры проведенных обработок призабойной зоны

№ скважины	Объем кислотного состава, м <sup>3</sup>	Объем СОКС, м <sup>3</sup>	Удельный расход кислоты на метр перфорированной толщины, м <sup>3</sup> /м	Доля СОКС по отношению к объему кислоты, доли ед.	Максимальное давление закачки, МПа
1	25	10	4,6	0,40	1,8
2	17	8	0,9	0,47	5,0
3	12	5,5	0,5	0,46	0,0
4	22,5	9,5	4,4	0,37	3,0

Таблица 3

Технологическая эффективность обработки призабойной зоны

№ скважины	Режим работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут
	до ГТМ			после ГТМ			
	$Q_{из}$ , т/сут	$Q_{ис}$ , м <sup>3</sup> /сут	% воды	$Q_{из}$ , т/сут	$Q_{ис}$ , м <sup>3</sup> /сут	% воды	
1	2,6	4,9	40	3,6	9,0	25	1,0
2	1,1	2,0	38	3,8	24,4	80	2,7
3	1,5	2,0	16	3,9	7,6	28	2,4
4	1,5	3,0	43	5,4	9,3	31	3,9

Примечание: ГТМ – гидротехнические мероприятия.

примерно через 100 мин после начала входа СОКС в пласт. Такой характер поведения давления, вероятно, связан с замедленной скоростью реакции СОКС с породой, в результате чего набор вязкости СОКС происходил медленно. Кроме того, проанализированы данные минерального состава пород, образцы керна по данному объекту отобраны лишь в одной скважине. По данным исследований минерального состава пород образцов керна проницаемые интервалы продуктивного пласта практически полностью состоят из доломита (рис. 2), что объясняет низкую скорость реакции СОКС с породой и, соответственно, медленный набор его вязкости.

Исследования по определению профиля притока до и после проведения ОПЗ выполнены только в скважинах № 2 и № 4 (рис. 3). Согласно исследованиям, в скважине № 2 до ОПЗ основной приток жидкости (87 %) поступал из нижней части интервала перфорации ниже глубины 1346,7 м. После проведения ОПЗ на данный интервал приходится 100 % притока. Однако дополнительно отмечается включение в работу интервала 1352,9–1355,4 м и снижение доли притока из интервала 1346,7–1352,7 м с 53 до 40 %. Отсутствие притока из верхней части пласта после ОПЗ, вероятно, связано с меньшей депрессией на пласт при проведении исследований (уровень после свабирования 250 м, при исследованиях до ОПЗ – 969 м). Также возможно, что верхняя часть пласта при проведении ОПЗ не подверглась воздействию кислоты из-за низкого удельного расхода СОКС и кислотного состава на метр перфорированной толщины или из-за наличия высокого контраста проницаемости и порового давления по сравнению с нижней частью пласта.

Согласно исследованиям, в скважине № 4 до ОПЗ основной приток жидкости (84 %) поступал из нижней части интервала перфорации – ниже глубины 1373,3 м. После проведения ОПЗ отмечается включение в работу интервала 1371–1373,3 м. Работа интервала 1368–1370,8 м, на который приходилось 16 % притока, не отмечается, что, вероятно, связано с меньшей депрессией на пласт при проведении исследований (уровень после свабирования 608 м, при исследованиях до ОПЗ – 956 м). Таким образом, по данной скважине, как и по скважине № 2, произошло включение в работу нового интервала при меньшей депрессии на пласт, однако не отмечается снижения доли притока наиболее работающего интервала.

Таким образом, по результатам потокометрических исследований до/после ОПР отклоняющий эффект СОКС,

который отмечался на этапе фильтрационных испытаний на неоднородных двухслойных моделях пласта, подтвердился в скважинных условиях.

В табл. 3 представлена технологическая эффективность выполненных ОПЗ.

Средний прирост дебита нефти составил 2,5 т/сут, наибольший прирост дебита нефти (3,9 т/сут) получен в скважине № 4, по ней же отмечается и самый высокий удельный прирост на метр перфорированной толщины пласта (0,49 т/ (сут·м)). При этом без учета скважины № 1 отмечается тенденция увеличения удельного прироста дебита нефти от удельного расхода кислоты: по скважинам № 2 и № 3 удельный расход кислоты в 6,3 раза меньше, чем в скважине № 4, и получен в 6,1 раза меньший удельный прирост дебита нефти (рис. 4, а).

При этом в скважинах с выполненными потокометрическими исследованиями до ГТМ отмечена прямая зависимость эффективности от удельного расхода кислотного состава (рис. 4, б).

### Заключение

1. При проведении работ на всех скважинах, кроме скважины № 3, закачка сопровождалась ростом устьевого давления, что косвенно может говорить о проявлении отклоняющего эффекта от действия СОКС.

2. Исследования минерального состава свидетельствуют о высоком содержании доломита в разрезе продуктивного пласта, в результате, чего за счет низкой скорости реакции СОКС с породой отклоняющий эффект может проявляться с задержкой. Рекомендуется испытание технологии на объекте с низким содержанием доломитов в скважинах.

3. По результатам потокометрических исследований, проведенных в скважинах № 2 и № 4, зафиксировано перераспределение профиля притока, что также отмечалось на этапе фильтрационных исследований на двухслойных разнопроницаемых моделях.

4. Перспективной областью применения СОКС являются скважины с неподключенными в разработку интервалами при наличии контраста проницаемости, в том числе после проведения стандартных кислотных обработок.

5. Необходимо испытание технологии на объектах с небольшой мощностью пласта с целью обеспечения большего удельного расхода реагентов с учетом высокой стоимости СОКС.

## Библиографический список

1. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющихся систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 19–28. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28
2. Кислотные обработки: составы, механизмы реакции, дизайн / В.Н. Глушенко [и др.] – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 392 с.
3. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещинчатых коллекторов / А.И. Шипилов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
4. Пестриков А.В., Политов М.Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529–562.
5. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / А.Г. Телин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69–74.
6. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НКГМ) / О.Д. Ефимов [и др.] // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 7 (46). – С. 48–50.
7. Хузин Р.Д., Лысенков А.В. Опыт применения бесполлимерного самоотклоняющегося кислотного состава в карбонатных коллекторах Башкортостана // Молодой ученый. – 2017. – № 22 (156). – С. 93–98.
8. Мокрушин А.А., Шмидт А.А., Солодов А.Н. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз» // Сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть». – 2013. – № 2. – С. 169–176.
9. Albuquerque Marcos, Smith Chris. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the caspian region // Paper SPE-98221-PP. – 2008.
10. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation // Paper SPE 80222. – 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
11. Acid Placement: An Effective VES System to Stimulate High-Temperature Carbonate Formations / A.M. Gomaia, J. Cutler, Qi Qi, E. Cawezel Kay // Paper SPE 157316. – 2012. – Vol. 558. DOI: 10.2118/157316-MS
12. Taylor D., Kumar P.S., Fu D. et al. Viscoelastic Surfactant based Selfdiverting Acid for Enhanced Stimulation in Carbonate Reservoirs // Paper SPE 82263. – 2003. DOI: 10.2118/82263-MS
13. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli et al. A Novel Diverting Acid Stimulation Treatment Technique for Carbonate Reservoirs in China // Paper SPE 123171. – 2009. DOI: 10.2118/123171-MS
14. Chang F.F., Lu T., Afield C.J., Blewitt J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case Study of a Novel Acid-Diversion Technique in Carbonate Reservoirs // Paper SPE 56529-MS. – 1999. DOI: 10.2118/56529-MS
15. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation // Paper SPE 80222. – 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
16. Paccaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology // SPE 20623. – 1990. DOI: 10.2118/20623-PA
17. Kalfayan L.J., Martin A.N. The art and practice of acid placement and diversion: History, Present State and Futuru // SPE 124141. – 2009. DOI: 10.2118/124141-MS
18. Paccaloni G. A New, Effective Matrix Stimulation Diversion Technique // SPE 24781. DOI: 10.2118/24781-PA
19. Smith C.L., Anderson J.L., Roberts P.G. New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing and Fracturing // Paper SPE 2751. – 1969. DOI: 10.2118/2751-MS
20. Optimization of Acid Stimulation for a Loosely Consolidated Brazilian Carbonate Formation – Multidisciplinary Laboratory Assessment and Field Implementation / B.R. Lungwitz, R.L. Hathcock, K.R. Koerner, D.M. Byrd, M.J. Gresko, R.A. Skopec, J.W. Martin, C.N. Fredd, G.D. Cavazzoli // Paper SPE-98357. – 2006. DOI: 10.2118/98357-MS
21. Stimulation for a Loosely Consolidated Brazilian Carbonate Formation – Multidisciplinary Laboratory Assessment and Field Implementation // Paper SPE-98357. – 2006. DOI: 10.2118/107451-PA
22. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids / H.A. Nasr-El-Din, A.M. Al-Mohammad, A.D. Al-Aamri, M.A. Al-Fahad, F.F. Chang // SPE Production and Operations. – 2009. – February. – P. 107–116. DOI: 10.2118/107687-MS
23. Optimization of Surfactant-Based Fluids for Acid Diversion / H.A. Nasr-El-Din, A. Al-Nakhli, S. Al-Driveesh, T. Welton, L. Sierra, M. Van Domelen // Paper SPE 107687. – 2007. DOI: 10.2118/107687-MS
24. Toseef A., Beaman D.J., Birou P. Viscoelastic Surfactant Diversion: An Effective Way to Acidize Low-Temperature Wells // Paper SPE 136574. – 2010. DOI: 10.2118/128047-PA
25. Yu M., Mahmood M.A., Nasr-El-Din H.A. Propagation and Retention of Viscoelastic Surfactants Following Matrix Acidizing Treatments in Carbonate Cores // Paper 128047. – 2010.
26. Химические отклонители для повышения продуктивности и снижения обводненности скважин / Ильясов [и др.] // Нефть и газ России. – 2010. – № 5. – С. 62–64.
27. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – СПб, 2016. – 131 с.
28. Селективное воздействие на призабойную зону пласта / К.В. Стрижнев [и др.] // Интервал. – 2005. – № 4. – С. 64–69.
29. Фарманзаде А.Р. Подбор основы кислотного состава и специальных добавок для обработки призабойной зоны пласта Баженовской свиты // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 3–4. – С. 68–72.
30. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами / А.А. Хакимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 106–107. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-4-35-38
31. Исследование влияния добавления ПАВ в соляную кислоту на скорости реакции и растворения при обработке карбонатных коллекторов / Х. Джафарпури [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 4. – С. 35–38.
32. Хариков Р.Я. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 1. – С. 18–24.
33. Хлебников В.Н. Исследование влияния химических реагентов на взаимодействие соляной кислоты с карбонатной породой // Интервал. – 2003. – № 2 (49). – С. 4–8.
34. Шакурова А.Ф., Гурторов Ю.А. Результаты применения ЦКО на Туимазинском нефтяном месторождении // Материалы 37-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа, 2010. – Т. I. – С. 134–135.
35. Андреев А.В. Совершенствование технологии солянокислотного воздействия на пласт на Дачном месторождении // Матер. международной молодежной научной конференции «Северозоокех-2004». – Ухта: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 253–255.
36. Интенсификация разработки залежей нефти с карбонатными коллекторами путем оптимизации забойных давлений / Н.Г. Зайнуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 29–33.
37. Зияд Н.М. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. – Уфа, 2001. – 22 с.
38. Карпов А.А. Повышение эффективности кислотных обработок высокообводненных скважин в трещиновато-поровых карбонатных коллекторах. – Уфа: УГНТУ, 2005. 134 с.
39. Интенсификация притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов с высокой обводненностью / А.В. Лысенков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 36–39.
40. Эффективность и границы применимости солянокислотных обработок / Г.А. Макеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 7. – С. 41–44.
41. Мищенко И.С., Трошков С.А. Влияние скорости движения кислоты на скорость растворения карбонатной породы // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 5. – С. 48–49.
42. Влияние методов интенсификации притока на динамику добычи нефти / И.Н. Стрижнев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9. – С. 65–67.
43. Новый метод глубокой обработки карбонатных пластов / Э.М. Тосунов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 4. – С. 34–38.
44. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / П.М. Тухтеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68–70.
45. Влияние реагентов на взаимодействие кислот с нефтесмоленной карбонатной породой / В.Н. Хлебников [и др.] // Интервал. – 2001. – № 7. – С. 20–23.

## References

1. Cherepanov S.S. et al. Rezultaty promyshlennogo tirazhirovaniia tekhnologii kislotnykh obrabotok s primeneniem otkloniaushchikhsia sistem na mestorozhdeniakhkhsia ООО «LUKOIL-PERM'» [Results of industrial replication of acid treatment technologies by using deflection systems at the deposits of LLC "LUKOIL-PERM'"]. *Geologia, geofizika i razrabotka nefnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6(330), pp. 19–28. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28
2. Glushchenko V.N. et al. Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain [Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design]. Ufa: AN RB, Gilem, 2010, 392 p.
3. Shipilov A.I. et al. Noveye kislotnye sostavy dlia selektivnoi obrabotki karbonatnykh porovo-treshchinovatykh kolektorov [New acid compositions for selective treatment of carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 2, pp. 80–83.
4. Pestrkov A.V., Politov M.E. Samootkloniashiesia kislotnye sistemy na osnove viazkouprugikh PAV: eksperiment i model' [Self-diverting acid systems based on viscoelastic surfactants: experiment and model]. *Neftegazovoe delo*, 2013, no. 4, pp. 529–562.
5. Telin A.G. et al. Kompleksnyi podkhod k uvelicheniu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [An integrated approach to increasing the efficiency of acidizing wells in carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 8, pp. 69–74.
6. Efimov O.D. et al. Povyshenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri primeneni samootkloniashchegosia kislotnogo sostava (na primere skvazhin Orenburgskogo NGKM) [Application of the self-diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGC)]. *Ekspozitsiia. Neft'. Gaz*, 2015, no. 7 (46), pp. 48–50.
7. Khuzhin, R.D., Lysenkov A.V. Opyt primeneniia bespolimernogo samootkloniashchegosia kislotnogo sostava v karbonatnykh kolektorakh Bashkortostana [Experience of using polymer-free self-diverting acid composition in carbonate reservoirs of Bashkortostan]. *Molodoi uchenyi*, 2017, no. 22 (156), pp. 93–98.
8. Mokrushin A.A., Shmidt A.A., Solodov A.N. Primenenie samootkloniashchiesia sistemy pri provedeni bolshoi ob'emnykh kislotnykh obrabotok na ob'ektakh OAO «Samaraneftegaz» [Application of a self-deflecting system when carrying out large-volume acid treatments at the facilities of Samaraneftgaz, OJSC]. *Sbornik nauchnykh trudov OOO «Samaraneftegaz»*, 2013, no. 2, pp. 169–176.
9. Albuquerque Marcos, Smith Chris. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the caspian region. *Paper SPE-98221-PP*, 2008.
10. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation. *Paper SPE 80222*, 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
11. Gomaia A.M., Cutler J., Qi Qi, Cawezel K.E. Acid Placement: An Effective VES System to Stimulate High-Temperature Carbonate Formations. *Paper SPE 157316*, 2012, vol. 558. DOI: 10.2118/157316-MS
12. Taylor D., Kumar P.S., Fu D. et al. Viscoelastic Surfactant based Selfdiverting Acid for Enhanced Stimulation in Carbonate Reservoirs. *Paper SPE 82263*, 2003. DOI: 10.2118/82263-MS
13. Zhou Fujian, Liu Yuzhang, Zhang Shaoli et al. A Novel Diverting Acid Stimulation Treatment Technique for Carbonate Reservoirs in China. *Paper SPE 123171*, 2009. DOI: 10.2118/123171-MS
14. Chang F.F., Lu T., Afield C.J., Blewitt J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case Study of a Novel Acid-Diversion Technique in Carbonate Reservoirs. *Paper SPE 56529-MS*, 1999. DOI: 10.2118/56529-MS
15. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation. *Paper SPE 80222*, 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
16. Paccaloni G., Tambini M. Advances in Matrix Stimulation Technology. *SPE 20623*, 1990. DOI: 10.2118/20623-PA
17. Kalfayan L.J., Martin A.N. The art and practice of acid placement and diversion: History, Present State and Futuru. *SPE 124141*, 2009. DOI: 10.2118/124141-MS
18. Paccaloni G. A New, Effective Matrix Stimulation Diversion Technique. *SPE 24781*. DOI: 10.2118/24781-PA
19. Smith C.L., Anderson J.L., Roberts P.G. New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing and Fracturing. *Paper SPE 2751*, 1969. DOI: 10.2118/2751-MS
20. Lungwitz B.R., Hathcock R.L., Koerner K.R., Byrd D.M., Gresko M.J., Skopec R.A., Martin J.W., Fredd C.N. and, Cavazzoli G.D. Optimization of Acid Stimulation for a Loosely Consolidated Brazilian Carbonate Formation – Multidisciplinary Laboratory Assessment and Field Implementation. *Paper SPE-98357*, 2006. DOI: 10.2118/98357-MS
21. Nasr-El-Din H.A., Al-Mohammad A.M., Al-Aamri A.D., Al-Fahad M.A., Chang F.F. Quantitative analysis of reaction-rate retardation in surfactant-based acids. *SPE Production and Operations*, 2009, February. pp. 107–116. DOI: 10.2118/107451-PA
22. Nasr-El-Din H.A., Al-Nakhli A., Al-Driveesh S., Welton T., Sierra L., Van Domelen M. Optimization of Surfactant-Based Fluids for Acid Diversion. *Paper SPE 107687*, 2007. DOI: 10.2118/107687-MS
23. Toseef A., Beaman D.J., Birou P. Viscoelastic Surfactant Diversion: An Effective Way to Acidize Low-Temperature Wells. *Paper SPE 136574*, 2010. DOI: 10.2118/136574-MS
24. Yu M., Mahmood M.A., Nasr-El-Din H.A. Propagation and Retention of Viscoelastic Surfactants Following Matrix Acidizing Treatments in Carbonate Cores. *Paper 128047*, 2010. DOI: 10.2118/128047-PA
25. Ilyasov S. et al. Khimicheskie otkloniteli dlia povysheniia produktivnosti i snizheniia obvodnenosti skvazhin [Chemical diverters to increase productivity and reduce water cuts in wells]. *Neft' i gaz Rossii*, 2010, no. 5, pp. 62–64.
26. Litvin V.T. Obosnovanie tekhnologii intensifikatsii pritoka nefiti dlia kolektorov bazhenovskoi svity s primeneniem kislotnoi obrabotki [Justification of the technology for stimulating oil flow for the reservoirs of the Bazhenov formation using acid treatments]. Ph. D. thesis. 25.00.17. Saint Petersburg, 2016, 131 p.
27. Strizhnev K.V. et al. Selektivnoe vozdeistvie na prizaboinuiu zonu plasta [Selective impact on the bottomhole formation zone]. *Interval*, 2005, no. 4, pp. 64–69.
28. Farmanzade A.R. Podbor osnovy kislotnogo sostava i spetsialnykh dobavok dlia obrabotki prizaboinoi zony plasta Bazhenovskoi svity [Selection of the acid composition base and special additives for the treatment of the bottomhole formation zone of the Bazhenov formation]. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal*, 2015, no. 3–4, pp. 68–72.
29. Khakimov A.A. et al. Povyshenie effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin khimicheskimi metodami [Improving the efficiency of acidizing wells by chemical methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 11, pp. 106–107.
30. Dzhaфарпури Х. et al. Issledovanie vliianiia dobavleniia PAV v solianuiu kislotu na skorosti reaktsii i rastvoreniia pri obrabotke karbonatnykh kolektorov [Investigation of the influence of surfactants addition into hydrochloric acid on the reaction and dissolution speed when treating carbonate collector]. *Stroitel'stvo nefnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2018, no. 4, pp. 35–38. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-4-35-38
31. Khariarov R.Ia. Faktory, vliiaushchie na effektivnost' kislotnoi stimulatsii skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [Factors affecting the effectiveness of acid stimulation of wells in carbonate reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, 2007, no. 1, pp. 18–24.
32. Khebnikov V.N. Issledovanie vliianiia khimicheskikh reagentov na vzaimodeistvie solianoii kisloty s karbonatnoi porodoi [Study of the influence of chemical reagents on the interaction of hydrochloric acid with carbonate rocks]. *Interval*, 2003, no. 2 (49), pp. 4–8.
33. Shakurova A.F., Gurtorov Iu.A. Rezultaty primeneniia SKO na Tuimazinskom mestorozhdenii [Results of using hydrochloric acid treatments at the Tuimazinsky]. *Materialy 37-oi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov*. Ufa, 2010, vol. I, pp. 134–135.
34. Андреев А.В. Совершенствование технологии солянокислотного воздействия на пласт на Дачном месторождении [Improving the technology of hydrochloric acid stimulation of the reservoir at the Dachnovo field]. *Materialy mezhunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii «Severozoekh-2004»*. Uhta: Ukhitskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2004, pp. 253–255.
35. Zaiullin N.G. et al. Intensifikatsiia razrabotki zalezhej nefiti s karbonatnymi kolektorami putem optimizatsii zaboiynykh davlenii [Intensification of the development of oil deposits with carbonate reservoirs by optimizing bottomhole pressures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1992, no. 1, pp. 29–33.
36. Ziyad N.M. Sovershenstvovanie metodov intensifikatsii pritoka nefiti k zaboiu skvazhin putem kislotnykh obrabotok [Improvement of methods for stimulating oil flow to the bottom of wells by acid treatments]. Ufa, 2001, 22 p.
37. Karpov A.A. Povyshenie effektivnosti kislotnykh obrabotok vysokoobvodnennykh skvazhin v treschinovato-porovykh karbonatnykh kolektorakh [Improving the efficiency of acid treatments of highly watered wells in fractured-porous carbonate reservoirs]. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftiainyi tekhnicheskii universitet, 2005. 134 p.
38. Lysenkov A.V. et al. Intensifikatsiia pritoka nefiti iz gidrofobizirovannykh karbonatnykh kolektorov s vysokoi obvodnennostiu [Stimulation of oil inflow from hydrophobized carbonate reservoirs with high water cut]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 6, pp. 36–39.
39. Makeev G.A. et al. Effektivnost' i granitsy primenimosti solianokislotnykh obrabotok [Efficiency and applications of hydrochloric acid treatments]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1986, no. 7, pp. 41–44.
40. Mishchenko I.S., Troshkov S.A. Vliianie skorosti dvizheniia kisloty na skorost' rastvoreniia karbonatnoi porodoi [Influence of acid movement rates on dissolution rates of carbonate rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1986, no. 5, pp. 48–49.
41. Strizhnev I.N. et al. Vliianie metodov intensifikatsii pritoka na dinamiku dobychi nefiti [Influence of flow stimulation methods on the dynamics of oil production]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 9, pp. 65–67.
42. Tosunov E.M. et al. Novyi metod glubokoi obrabotki karbonatnykh plavstov [A new method for deep processing of carbonate formations]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1989, no. 4, pp. 34–38.
43. Tuxteev P.M. et al. Intensifikatsiia dobychi nefiti iz karbonatnykh kolektorov [Stimulation of oil production from carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2002, no. 4, pp. 68–70.
44. Khebnikov V.N. et al. Vliianie reagentov na vzaimodeistvie kislot s neftesmochnoi karbonatnoi porodoi [Influence of reagents on the interaction of acids with oil-wet carbonate rock]. *Interval*, 2001, no. 7, pp. 20–23.