

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НОВЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В.Н. Глущенко, О.А. Пташко*

ЗАО «Петрохим», Белгород, Россия

*Институт нефтегазовых технологий и новых материалов, Уфа, Россия

Для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости призабойной зоны пласта и снижения скин-фактора наиболее массово применяют обработки скважин различными кислотными композициями. Этот вид обработок позволяет искусственно улучшить проницаемость пород призабойной зоны путем увеличения числа и размера дренажных каналов. Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов преимущественно используются кислотные составы на основе соляной кислоты.

Дизайн кислотной обработки призабойной зоны пласта определяется, главным образом, тремя параметрами: скоростью поверхностной реакции, диффузией кислоты и скоростью закачки кислоты. Для любого имеющегося набора пластовых условий существует критическая скорость закачки кислоты. Если скорость закачки ниже критической, то происходит компактное растворение поверхности породы, если же выше, то наблюдается образование канала (каналов) растворения, называемых wormholes – червоточины.

В лабораторных условиях на реальных образцах керна проведено сравнительное с 12%-ным водным раствором HCl тестирование кислотных составов – 12%-ного водного раствора HCl с замедлителем соляной кислоты (ЗСК-1), водного раствора сухокислотного состава (СКС-К) и многофункционального кислотного состава (МКС).

Для испытаний использованы карбонатные керны продуктивных отложений газового и нефтяного месторождений. Проведены лабораторные определения скорости растворения горной породы кислотными составами. Оценена эффективность замедлителей скорости реакции, применяемых в исследованных составах.

При различных пластовых температурах выполнены фильтрационные исследования по оценке эффективности воздействия кислотных составов на керны. Подтверждено существование оптимальной скорости закачки кислотного состава, позволяющей сформировать доминирующий высокопроводящий канал растворения при минимальном объеме кислотного состава.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, карбонатный коллектор, кислотный состав, образец керна, скорость закачки.

FILTRATION RESEARCH OF NOVEL ACIDIC COMPOUNDS FOR TREATMENT OF CARBONATE RESERVOIRS

V.N. Glushchenko, O.A. Ptashko*

JSC "Petrochim", Belgorod, Russian Federation

*Institute of Oil-Gas Technologies and New Materials, Ufa, Russian Federation

To improve pressure communication between the reservoir and the well and bottomhole formation area permeability and to lower skin factor acidic compounds are widely applied to treat the wells. Such a treatment allows artificial improvement of bottomhole formation area permeability thanks to a higher number and size of drain-holes. In order to intensify oil extraction from carbonate reservoirs hydrochloric acid-based compounds are mainly used.

The procedure of acidic treatment of a bottomhole formation area is chiefly determined by three parameters: surface reaction rate, acid diffusion, and acid injection rate. For any given set of reservoir conditions there exist a critical rate of acid injection. If injection rate is below critical, compact rock surface dissolution occurs; if it is higher solution channels (wormholes) are formed.

In laboratory conditions a test series of acidic solutions was carried out on real core samples with reference to 12 % HCl/water solution, they are 12 % HCl/water solution with HCl retardant, water solution of dry acid compound and multi-functional acidic compound.

For the tests carbon cores of productive sediments of gas and oil deposits were used. Laboratory tests of rock solution rates using acidic compounds were performed. An estimate is given to reaction rate retardants used in the compounds investigated.

Under different reservoir temperatures filtration tests were performed to evaluate effects of acidic compounds on cores. Optimal rate of acidic compound injection is confirmed, allowing formation of the dominating high-conductive solution channel with a minimum volume of acidic compound.

Keywords: bottomhole formation area, carbonate reservoirs, acidic compound, core sample, injection rate.

При эксплуатации добывающих нефть скважин происходит постепенное ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, увеличение скин-фактора. Засорение ПЗП вызвано в основном формированием асфальтеносмолопарафиновых отложений [1] и кольматацией поровых каналов частицами горной породы при движении жидкости к забою [2].

В процессе бурения скважин в ПЗП проникают частицы и фильтрат промысловой жидкости, а при проведении подземных ремонтов – жидкости глушения. Всё это приводит к снижению продуктивности дебитов скважин, уменьшению зоны дренирования и потере части извлекаемых запасов в застойных участках пласта [3].

Для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости ПЗП и снижения скин-фактора применяются различные методы интенсификации добычи нефти. Для этой цели наиболее массовое распространение получили обработки скважин различными кислотными композициями [4]. Сущность данного метода заключается в способности кислот растворять горную породу и многие кольматанты. Такой вид обработок позволяет искусственно улучшить проницаемость пород призабойной зоны путем увеличения числа и размера дренажных каналов [5–7].

Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов преимущественно используются различные кислотные составы (КС) на основе соляной кислоты (НС), известные с 1895 г. [8]. Несмотря на многолетний опыт и большой объем проведенных работ, значительная часть обработок не дает положительных результатов, успешность проведения кислотных обработок на многих месторождениях не превышает 30 % [9]. Это связано с отсутствием должного интереса отечественных нефтяных компаний к детальному исследованию процес-

са кислотной обработки пласта, поскольку данная технология имеет низкую себестоимость. В случае низкой эффективности проведенной кислотной обработки проще провести еще одну, чем потратить значительные ресурсы на исследование.

Определяющая функция кислотных составов при обработке призабойной зоны пласта и проведении кислотного гидроразрыва пластов (КГРП) в карбонатных коллекторах заключается в относительно быстром и полном растворении контактирующих с ними твердых тел, что определяется минералогическим составом и состоянием поверхности карбонатных коллекторов, природой и концентрацией кислот, выбранных добавок, коллоидно-химической формой КС (пены, эмульсии, суспензии) и характером нагнетания КС [10, 11].

К наиболее вероятным причинам низкой эффективности кислотной обработки (КО) ПЗП в карбонатных коллекторах относятся:

- преимущественное проникновение кислоты в наиболее дренированные интервалы с повышенной водонасыщенностью;
- быстрое истощение обычных КС на входе в ПЗП;
- интенсивное рассеивание КС из формируемой трещины в матрицу при КГРП;
- неверно выбранный режим нагнетания КС, не позволяющий сформировать в поровом коллекторе протяженные каналы растворения.

Одним из надежных технологических приемов придания ингибированному КС повышенной проникающей способности в нефтенасыщенный карбонатный коллектор является ввод эффективных мелкодисперсных антифильтрантов, пассиваторов скорости реакции кислоты с карбонатами и *гидрофилизирующих ПАВ, в том числе полярных неэлектролитов*. Для облегченного извлечения КС из ПЗП и обеспечения ее высокой проницаемо-

сти необходимо наличие в КС стабилизаторов ионов железа, дезэмульгаторов водонефтяных эмульсий и ингибиторов осаждения асфальтенов из состава контактирующей с КС нефти.

Дизайн кислотной обработки призабойной зоны пласта (КО ПЗП) определяется, главным образом, тремя параметрами: скоростью поверхностной реакции, диффузией кислоты и скоростью закачки кислоты. Для любого имеющегося набора пластовых условий существует критическая скорость закачки кислоты. Если скорость закачки ниже критической, то происходит компактное растворение поверхности породы, если же больше, то наблюдается образование канала (каналов) растворения, называемых wormholes – червоточины.

По ряду экспериментальных результатов, полученных на карбонатных ядрах, минимальный расход КС (как отношение объема КС к поровому объему ядра) для получения сквозного канала кислотного растворения в ядрах соответствует определенному темпу его нагнетания. Минимальный расход КС увеличивается соответственно с длиной ядра, температурой, концентрацией кислоты и проницаемостью ядра. Практическое использование оптимального технологического режима нагнетания КС в поровый карбонатный коллектор предусматривает формирование им канала (каналов) растворения с достижением максимальной глубины при минимальном объемном расходе. Стеновыми испытаниями на линейных моделях поровых пластов установлено формирование одного доминирующего канала растворения [8, 12, 13].

Зарубежные исследователи считают, что низкий темп нагнетания КС соответствует компактному растворению ПЗП, средний – началу формирования каналов, а высокий – их прогрессирующему растворению [12, 14–16].

По экспериментальным результатам [17], полученным на карбонатных

ядрах Lavoux ($m = 0,22$, $k_0 = (2,1 \dots 9,2) \times 10^{-3}$ мкм²) и Estailades ($m = 0,31$, $k_0 = 0,17 \dots 0,22$ мкм²), $d = 5$ см, $L = 5; 10; 20$ и 40 см с $0,7 \dots 17,0$ мас. %-ными растворами HCl при 20; 50 и 80 °С, минимальный расход КС, как отношение объема КС к поровому объему ядра, для получения сквозного канала кислотного растворения в ядрах соответствует определенному темпу его нагнетания (рис. 1).

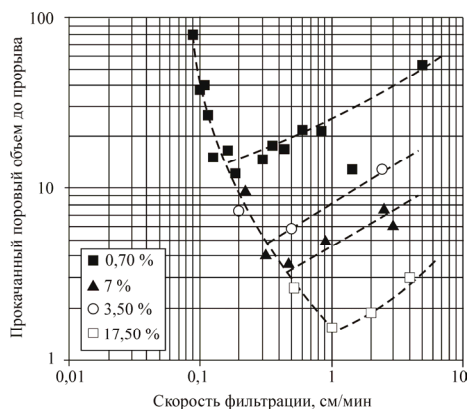


Рис. 1. Зависимость прокачанного порового объема солянокислого раствора через карбонатный ядро Lavoux до его прорыва через формируемый канал при 20 °С от линейной скорости закачки и концентрации HCl

Минимальный расход КС увеличивается соответственно с длиной ядра, температурой, концентрацией кислоты и проницаемостью ядра в степени $\sim Q^{1/3}$ или линейной скоростью закачки КС $\approx v^{1/3}$ [13].

Успешность глубокого проникновения кислоты обеспечивается снижением активности состава. Для этого применяют ряд реагентов, понижающих скорость реакции и позволяющих кислоте проникать дальше в пласт. Реакцию можно замедлять загущением кислотного состава добавками, его эмульгированием, гелеобразованием или генерированием кислоты в пласте.

В настоящей работе тестированию были подвержены лабораторные образцы

СКС-К по ТУ 2458-014-84449478–2012, МКС по ТУ 2458-012-84449478–2012 и ЗСК-1 по ТУ 2458-002-14702906–08 производства ООО НПП «Импульс» (г. Уфа) в сравнении с 12%-ным водным раствором HCl.

Скорость растворения породы кислотными составами

Эффективность замедлителей скорости реакции кислотных составов с горной породой оценена с использованием карбонатных образцов керна газовой залежи одного из месторождений, разрабатываемых ОАО «ЛУКОЙЛ». Содержание кальцита в породе – порядка 86 %.

Тестировались семь кислотных составов: 12%-ный водный раствор соляной кислоты, 12%-ный водный раствор соляной кислоты с добавками замедлителя ЗСК-1 в концентрациях 15; 9 и 5 об. %, сухокислотный состав СКС с концентрациями 10 и 20 мас. %, а также многофункциональный кислотный состав МКС (табл. 1).

Порядок проведения исследований:

1. Изготовление из реальных образцов керна «таблеток» – цилиндрических образцов небольшой длины. Определе-

ние их геометрических размеров (длина, диаметр).

2. Высушивание «таблеток» и определение массы m_1 сухой «таблетки».

3. Нагрев в термошкафу «таблеток» и кислотных составов до постоянной температуры, соответствующей пластовой и равной 90 °С.

4. Погружение «таблеток» в фиксированное количество (40 см³) нагретого кислотного состава, отношение объема кислотного состава к поверхности породы составило в среднем 1,97.

5. Выдержка «таблеток» в нагретом кислотном составе в течение одной минуты для реакции породы с кислотой.

6. Промывка «таблеток» большим количеством пресной воды.

7. Высушивание «таблеток» и определение массы m_2 сухой «таблетки».

8. Определение скорости растворения породы (v) по скорости изменения массы и площади реагирования:

$$v = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t},$$

где m_1 , m_2 – соответственно масса образца до и после реакции; S – площадь поверхности образца, подверженная воздействию кислотного состава; t – время реакции породы с составом.

Таблица 1

Параметры образцов керна и скорости реагирования кислотных составов

№ п/п	Кислотный состав	D , мм	h , мм	m_1 , г	m_2 , г	$m_1 - m_2$, г	$S \cdot 10^6$, м ²	v , г/(м ² ·мин)
1	12 мас. % HCl	30,0	7,8	13,39	10,99	2,40	2147,76	1117,4
2	12 % HCl + 15 об. % реагента ЗСК-1	30,0	7,2	12,25	12,01	0,24	2091,24	114,8
3	12 % HCl + 9 об. % реагента ЗСК-1	28,9	7,9	12,75	12,47	0,28	2028,17	138,1
4	12 % HCl + 5 об. % реагента ЗСК-1	28,6	6,4	10,37	9,90	0,47	1858,94	252,8
5	10 мас. % водного раствора сухокислотного состава СКС-К	29,9	6,5	11,54	11,34	0,20	2013,85	99,3
6	20 мас. % водного раствора сухокислотного состава СКС-К	29,6	6,5	11,35	11,17	0,18	1979,70	90,9
7	Многофункциональный кислотный состав МКС	29,5	7,9	12,37	12,22	0,15	2098,06	71,5

По результатам проведенных опытов установлено, что все используемые в кислотных составах замедлители весьма эффективны. Скорость реакции снижается более чем в пять раз по сравнению с чистым 12%-ным раствором соляной кислоты (рис. 2).

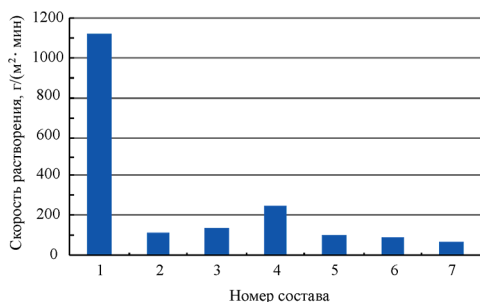


Рис. 2. Скорость растворения карбонатной породы различными кислотными составами при 90 °С

Фильтрационные эксперименты

Для определения эффективности воздействия исследуемых новых кислотных составов на карбонатные керны были проведены две серии фильтрационных испытаний с использованием установки для исследования керна в условиях, моделирующих пластовые. Были отображены две группы карбонатных образцов керна, представляющих газовое месторождение с пластовой температурой 90 °С (1-я группа) и нефтяное месторождение с пластовой температурой 25 °С (2-я группа).

Порядок фильтрационных экспериментов при проведении *испытаний первой серии* с образцами газового месторождения был следующим:

1. Определение геометрических размеров образцов керна (длина, диаметр).
2. Высушивание образцов керна до постоянного веса при температуре 105 °С.
3. Определение сухого веса образцов керна.
4. Определение абсолютной газопроницаемости (K) сухих образцов керна

в направлении пласт–скважина в атмосферных условиях¹.

5. Насыщение образцов керна моделью пластовой воды под вакуумом.

6. Определение массы насыщенного пластовой водой образца керна в воздухе и в воде.

7. Определение открытой пористости методом жидкостенасыщения².

8. Создание остаточной водонасыщенности образцов керна методом полупроницаемой мембраны в групповом капилляриметре В32-32.

9. Определение массы образца керна с остаточной водонасыщенностью.

10. Расчет остаточной водонасыщенности образца керна ($K_{o,v}$).

11. Определение газопроницаемости ($K_{г1}$) образцов керна с остаточной водонасыщенностью в направлении пласт–скважина в атмосферных условиях.

12. Проведение исследований на фильтрационной установке, моделирующей воздействие кислотных составов на образцах керна:

- установка образца керна в кернадержатель, термостатирование при пластовой температуре;
- создание пластового давления и давления гидрообжима образца керна;
- фильтрация азота с расходом 1 см³/мин в направлении пласт–скважина (имитация газового месторождения);
- закачка кислотного состава со скоростью Q в направлении скважина–пласт до «прорыва» – образования высокопроводящего канала и резкого падения давления закачки, или до появления кислоты на выходе;

¹ ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введ. 01.07.86.

² ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением. Введ. 01.07.86.

– фиксация максимального давления закачки и количества (V) закачанного кислотного состава.

13. Определение газопроницаемости ($K_{г2}$) образцов керна после воздействия на них кислотного состава в направлении пласт–скважина в атмосферных условиях.

14. Расчет коэффициента ($K_{г2}/K_{г1}$) восстановления (изменения) проницаемости.

Водный раствор 12%-ной соляной кислоты. Установлено, что применение кислоты без модифицирующих добавок позволяет создать высокопроводящий канал (обеспечивается «прорыв») при высокой скорости закачки $Q =$

$= 7,7 \text{ см}^3/\text{мин}$ через керн (табл. 2), однако при малой скорости закачки $Q = 0,92 \text{ см}^3/\text{мин}$ высокопроводящий канал не образуется. Аналогично работе [13], где при такой же скорости, закачивался 20%-ный водный раствор HCl, происходит растворение входного торца образца и его разрушение.

Кислотные составы (12 % HCl + 9 % ЗСК-1) и (12 % HCl + 15 % ЗСК-1) отличаются концентрацией реагента ЗСК-1. Существенного различия между составами не установлено (см. табл. 2). Во всех случаях получен «прорыв». Проницаемость существенно увеличилась, давления закачки – одни из самых мини-

Т а б л и ц а 2

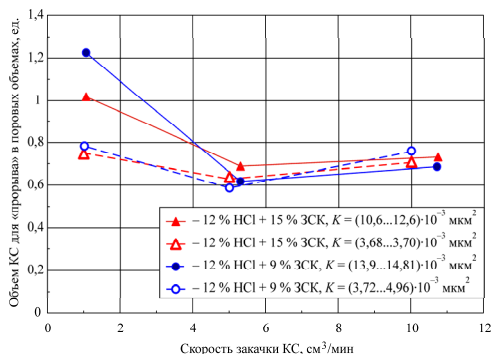
Результаты испытаний кислотных составов на карбонатных кернах при $t = 90 \text{ }^\circ\text{C}$

Кислотный состав	K , 10^{-3} мкм^2	$K_{о.в.}$, %	Q , $\text{см}^3/\text{мин}$	Объем КС до прорыва в поровых объемах	$K_{г1}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{г2}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{г2}/K_{г1}$, ед.
12 % HCl	18,7	40,2	7,7	2,63	11,6	5079,5	437,9
	41,4	27,9	0,92	4,64	34,5*	–	–
12 % HCl + 15 % ЗСК	12,0	46,9	10,7	0,73	9,4	615,5	65,48
	10,6	56,8	5,3	0,69	5,2	284,0	54,62
	12,6	27,4	1,06	1,0	6,7	18,6	2,8
	3,7	44,4	10	0,71	0,9	221,9	246,6
	3,7	41,7	5	0,63	1,8	209,4	116,33
	3,7	60,8	1	0,75	0,8	98,0	122,5
12 % HCl + 9 % ЗСК	14,0	42,4	10,7	0,69	7,5	1603,6	213,8
	13,9	44,0	5,3	0,62	8,7	215,1	24,7
	14,8	42,6	1,06	1,20	12,1	280,3	23,2
	4,4	57,0	10	0,76	1,1	142,8	129,8
	3,7	47,5	5	0,59	1,9	215,7	113,5
	5,0	53,8	1	0,78	2,3	267,5	116,3
20 % СКС-К	19,9	21,40	7,5	1,79	12,5	66,93	5,4
	6,1	37,5	1,06	0,75	3,90	64,7	16,6
10 % СКС-К	18,4	22,28	7,5	0,37	15,3	271,7	17,7
	18,4	30,69	0,83	–	15,0	39,2	2,6
МКС	13,6	41,6	10,7	0,97	11	45,9	4,2
	10,4	17,3	5,3	0,44	8,0	44,8	5,6
	13,8	65,3	1,06	0,50	11,3	50,8	4,5
	3,6	45,6	10	0,54	0,7	250,4	357,7
	3,2	39,2	5	0,48	1,7	125,1	73,6
	3,6	58,2	1	0,68	0,8	126,3	157,9

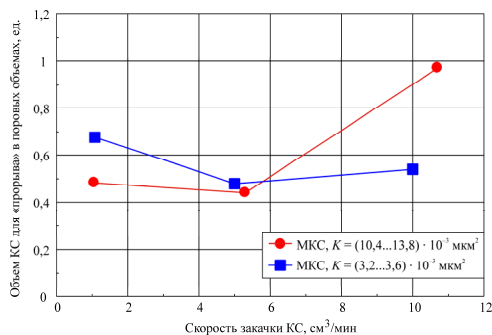
Примечание: * – сквозной канал в кернах не образовался.

мальных, что, очевидно, свидетельствует о хорошей проникающей способности кислотного состава, что особенно актуально для низких значений проницаемости.

Установлено, что при скорости закачки порядка $5 \text{ см}^3/\text{мин}$ для «прорыва» требуется минимальное количество КС, равное 0,6–0,7 поровых объемов (рис. 3, а). Существенного различия для ядер двух диапазонов проницаемости – $(3,7...5,0) \times 10^{-3}$ и $(10,6...12,6) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – не обнаружено.



а



б

Рис. 3. Зависимость прокачанного порового объема кислотных составов с замедлителем ЗСК (а) и многофункционального кислотного состава МКС (б) до его «прорыва» через формируемый канал при 90°C от скорости закачки

Сухокислотные составы (20 % СКС-К) и (10 % СКС-К) отличаются концентрацией СКС-К в водном растворе. Испытаны по два раза каждый, во всех слу-

чаях имел место «прорыв» и проницаемость увеличилась (см. табл. 2).

Многофункциональный кислотный состав МКС испытан на шести образцах двух групп проницаемости K_1 : $(3,2...3,6) \cdot 10^{-3}$ и $(10,4...13,8) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Во всех случаях имел место «прорыв», причем проницаемость $K_{Г2}$ после прорыва оказалась существенно выше для более низкой начальной проницаемости $K_{Г1}$ (см. табл. 2).

Оптимальная скорость закачки МКС для обеих групп проницаемости – в области $5 \text{ см}^3/\text{мин}$, в этом случае требуемый для «прорыва» объем КС равен половине объема пор (рис. 3, б).

Во **второй серии испытаний** были смоделированы кислотные обработки карбонатных коллекторов нефтяного месторождения при пластовой температуре 25°C . Первые 10 подготовительных операций повторяли испытания первой серии. Дальнейший порядок операций был следующим:

11. Насыщение образцов керна керосином под вакуумом.

12. Проведение исследований на фильтрационной установке, моделирующих воздействие кислотных составов на образцах керна:

– установка образца керна в кернадержатель, термостатирование при пластовой температуре;

– создание пластового давления и давления гидрообжима образца керна;

– фильтрация керосина в направлении пласт–скважина (имитация нефтяной скважины), определение проницаемости по керосину ($K_{к1}$);

– закачка кислотного состава со скоростью Q в направлении скважина – пласт до «прорыва» или до появления кислоты на выходе;

– фиксация максимального давления закачки и количества закачанного кислотного состава;

– определение проницаемости по керосину ($K_{к2}$) образцов керна после воз-

действия на них кислотного состава в направлении пласт-скважина.

13. Расчет коэффициента ($K_{к2}/K_{к1}$) восстановления (изменения) проницаемости.

Результаты фильтрационных испытаний приведены в сводной табл. 3.

Кислотный состав (12 % HCl + 9 % реагента ЗСК-1). Испытан на четырех образцах, во всех случаях имел место «прорыв» и получено многократное увеличение проницаемости. При скоростях закачки 1 и 10 см³/мин для «прорыва» потребовалось примерно одинаковое количество кислотного состава – около 1–1,5 порового объема.

20%-ный водный раствор сухокислотного состава СКС-К испытан на четырех образцах, во всех случаях имел место «прорыв». При низкой скорости закачки $Q = 1$ см³/мин для прорыва потребовалось 0,7–0,8 порового объема КС, произошло незначительное, до 2,5 раз, увеличение проницаемости. При высокой

скорости закачки 10 см³/мин для прорыва потребовалось 1,2–1,3 порового объема КС, проницаемость $K_{к2}$ увеличилась в десятки и сотни раз по сравнению с начальной $K_{к1}$.

Многофункциональный кислотный состав МКС испытан на четырех образцах. При скоростях закачки 1 и 10 см³/мин для «прорыва» потребовалось примерно одинаковое количество кислотного состава – от 1,5 до 1,7 порового объема. На всех образцах получено многократное, в сотни и тысячи раз, увеличение проницаемости.

Таким образом, протестированные новые кислотные составы, в том числе с замедлителем ЗСК-1, являются высокоэффективными и могут использоваться для обработки призабойной зоны карбонатных пластов. Экспериментально установленный оптимальный темп нагнетания данных составов должен учитываться при дизайне кислотной обработки.

Таблица 3

 Результаты испытаний кислотных составов на карбонатных кернах при $t = 20$ °С

Кислотный состав	K , 10 ⁻³ мкм ²	$K_{о.в.}$, %	Q , см ³ /мин	Объем КС до «прорыва» в поровых объемах	$K_{к1}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{к2}$, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{к2}/K_{к1}$, ед.
12 % HCl + 9 % ЗСК	11,4	21,5	10	0,86	7,2	2779,2	386,0
	37,1	19,2	10	1,24	33,4	8484,6	254,0
	11,4	22,6	1	1,10	7,7	3935,5	511,1
	32,6	18,5	1	1,50	24,4	11267,3	461,8
20 % СКС-К	40,2	19,7	10	1,18	34,5	937,1	27,1
	17,0	24,4	10	1,29	12,0	2279,2	189,3
	17,2	22,8	1	0,80	12,9	32,7	2,5
	44,6	15,1	1	0,66	22,8	26,8	1,2
МКС	25,4	21,0	10	1,71	11,8	15389,8	1306,4
	35,8	20,8	10	1,50	19,7	6583,5	334,7
	20,8	22,3	1	1,63	9,2	6212,8	673,1
	37,5	23,9	1	1,68	24,7	3390,3	137,0

Список литературы

1. Иванов А.Д., Турбаков М.С. Удаление асфaltenосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин Сибирского месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 37–40.
2. Антонов Ю.Ф., Мордвинов В.А. Влияние порового осадкообразования на фильтрационные свойства горных пород // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – № 6. – С. 64–67.
3. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Изменение продуктивности скважин в бобриковских терригенных отложениях месторождений Верхнего Прикамья при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 63–69.
4. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов Бш нефтяных месторождений района ВКМКС / В.В. Поплыгин, И.С. Давыдова, И.В. Кузнецов, С.В. Галкин // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.
5. Kalfayan L. Production enhancement with acid stimulation. – 2nd ed. – Tulsa: PennWell, 2008. – P. 3.
6. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
7. Балужева Н.Ю., Юшков И.Р., Хижняк Г.П. Об эффективности обработок скважин Гагаринского нефтяного месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2008. – № 3. – С. 44–50.
8. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова; Акад. наук Республики Башкортостан. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.
9. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. – 688 с.
10. Глущенко В.Н. Функциональная роль ПАВ в кислотных составах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / Всерос. науч.-исслед. ин-т орг-ции, управления и экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 2008. – № 2. – С. 27–35.
11. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 360 с.
12. Gdanski R. Recent advances in carbonate stimulation // Paper SPE 10693. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 21–23.11.2005. – P. 8.
13. Глущенко В.Н., Хижняк Г.П. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / Всерос. науч.-исслед. ин-т орг-ции, управления и экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 2010. – № 9. – С. 55–60.
14. Daccord G., Touboul T., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE Production and Engineering. – 1989. – Vol. 4, № 2. – P. 63–68.
15. Nierode D.E., Williams B.B. Characteristics of acid reaction in limestone formations // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1971. – Vol. 11, № 4. – P. 406–418.
16. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid – I. Model for the “wormholing” phenomenon // Chemical Engineering Science. – 1993. – Vol. 48, № 1. – P. 169–178.
17. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions // SPE Production and Facilities. – 2001. – Vol. 16, № 1. – P. 22–29.

References

1. Ivanov A.D., Turbakov M.S. Udalenie asfaltenosmoloparafinovyh otlozhenij pri jekspluatácii skvazhin Sibirskogo mestorozhdenija [Paraffin removal in operating wells of Siberian deposit]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2006, no. 1, pp. 37–40.

2. Antonov Ju.F., Mordvinov V.A. Vlijanie porovogo osadkoobrazovanija na fil'tracionnye svojstva gornyh porod [Effect of interstitial sedimentation on rocks filtration properties]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta. Neft' i gaz*, 2005, no. 6, pp. 64–67.
3. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Izmenenie produktivnosti skvazhin v bobrikovskih terrigenykh otlozhenijah mestorozhdenij Verhnego Prikam'ja pri vysokoj gazonasyshhennosti plastovoj nefti [Changing productivity of wells in Bobrikov terrigenous sediments of Upper Kama region deposits at high gas saturation of reservoir oil]. *Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehničeskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 63–69.
4. Poplygin V.V., Davydova I.S., Kuznecov I.V., Galkin S.V. Rezul'taty obrabotok sostavom DN-9010 prizabojnyh zon plastov Bsh neftjanyh mestorozhdenij rajona VKMKS [Results of treating bottom-hole formation zones of Bsh oil deposits in Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts with DN-9010 composition]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta. Geologija, geoinformacionnye sistemy, gorno-neftianoe delo*, 2010, no. 5, pp. 70–74.
5. Kalfayan L. Production enhancement with acid stimulation. 2nd ed. Tulsa: PennWell, 2008, p. 3.
6. Glushhenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaja himija. Kislotnaja obrabotka skvazhin [Oilfield chemistry. Well acidizing]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010. 703 p.
7. Balueva N.Ju., Jushkov I.R., Hizhnjak G.P. Ob jeffektivnosti obrabotok skvazhin Gagarinskogo neftjanogo mestorozhdenija [On effectiveness of treating Gagarinskoe oil deposit]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2008, no. 3, pp. 44–50.
8. Glushhenko V.N., Ptashko O.A., Harisov R.Ja., Denisova A.V. Kislotnye obrabotki: sostavy, mehanizmy reakcij, dizajn [Acidizing: compositions, reaction mechanisms, design]. Akademija nauk Respubliki Bashkortostan. Ufa: Gilem, 2010. 392 p.
9. Suchkov B.M. Dobyča nefti iz karbonatnyh kollektorov [Oil production from carbonate reservoirs]. Izhevsk: Reguljarnaja i haotičeskaja dinamika, 2005. 688 p.
10. Glushhenko V.N. Funkcional'naja rol' PAV v kislotnyh sostavah. Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij [Functional role of surfactants in acidic compositions. Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. Moscow: Vserossijskij nauchno-issledovatel'skij institut organizacii, upravlenija i jekonomiki neftegazovoj promyšlennosti, 2008, no. 2, pp. 27–35.
11. Glushhenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. Tehnologičeskie processy vskrytija plastov i dobyči nefti s ispol'zovaniem obratnyh jemul'sij [Technological processes of penetration and oil production using inverted emulsions]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2008. 360 p.
12. Gdanski R. Recent advances in carbonate stimulation. *Paper SPE 10693 presented at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 21–23.11.2005*, p. 8.
13. Glushhenko V.N., Hizhnjak G.P. Soljanokislyj sostav s ispol'zovaniem lignosul'fonatov tehničeskikh dlja obrabotki prizabojnoj zony [Hydrochloric acid composition with technical lignosulfonates for bottomhole treatment]. *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij*. Moscow: Vserossijskij nauchno-issledovatel'skij institut organizacii, upravlenija i jekonomiki neftegazovoj promyšlennosti, 2010, no. 9, pp. 55–60.
14. Daccord G., Touboul T., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE Production and Engineering*, 1989, vol. 4, no. 2, pp. 63–68.
15. Nierode D.E., Williams B.B. Characteristics of acid reaction in limestone formations. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1971, vol. 11, no. 4, pp. 406–418.
16. Daccord G., Lenormand R., Liétard O. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid – I. Model for the “wormholing” phenomenon. *Chemical Engineering Science*, 1993, vol. 48, no. 1, pp. 169–178.
17. Bazin B. From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions. *SPE Production and Facilities*, 2001, vol. 16, no. 1, pp. 22–29.

Сведения об авторах

Глущенко Виктор Николаевич (Белгород, Россия) – кандидат технических наук, директор по перспективному развитию ЗАО «Петрохим» (308017, г. Белгород, ул. Рабочая, 14; e-mail: vng.51@mail.ru).

Пташко Олег Анатольевич (Уфа, Россия) – доктор химических наук, заведующий лабораторией Института нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан (г. Уфа, пр. Октября, 129/3; e-mail: ptashko@list.ru).

About the authors

Viktor N. Glushchenko (Belgorod, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Director of Prospective Development, JSC “Petrochim” (308017, Belgorod, Rabochaia st., 14; e-mail: vng.51@mail.ru).

Oleg A. Ptashko (Ufa, Russian Federation) – Doctor of Chemical Sciences, Head of Laboratory, Institute of Oil and Gas Technologies and New Materials, Republic of Bashkortostan (Ufa, Oktiabria av., 129/3; e-mail: ptashko@list.ru).

Получено 3.04.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–56.

Please cite this article in English as:

Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Filtration research of novel acidic compounds for treatment of carbonate reservoirs. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 46–56.