



УДК 622

## ОРГАНИЧЕСКИЙ КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

### ORGANIC ACID COMPOSITION FOR TREATMENT OF TERRIGENOUS RESERVOIRS

**Гурбанов Али Гурбан оглы**  
генеральный директор,  
Umid Babek Operation Company (UBOC),  
Баку, Азербайджан

**Рзаева Сабина Джахангир кызы**  
кандидат технических наук, доцент,  
ведущий научный сотрудник отдела проектирования  
воздействия на пласт и ПЗС,  
SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан  
rsabina73@mail.ru

**Аннотация.** Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта органической кислотной системой. Выбор состава органической кислотной системы осуществляют в зависимости от карбонатности породы призабойной зоны скважины. Эффективность способа возрастает за счет увеличения устойчивости пенной системы, коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, снижения коррозионной активности в результате использования органических кислотных систем. Вследствие растворения карбонатных пород увеличатся емкостные и фильтрационные характеристики пласта.

**Ключевые слова:** кислотная обработка; лимонная кислота; молочная сыворотка; полимер; сшиватель; пенная система; устойчивость; карбонатность; проницаемость.

Gurbanov Ali Gurban oğlu  
General Director,  
Umid Babek Operation Company (UBOC),  
Baku, Azerbaijan

**Rzayeva Sabina Jahangir**  
PhD, Associate Professor,  
Design of Impacts on the Reservoir  
and Wellbottom Zone Department Leading  
Researcher,  
SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project  
Institute, Baku, Azerbaijan  
rsabina73@mail.ru

**Annotation.** A method for acid treatment of the bottom zone of a terrigenous heterogeneous reservoir, including isolation of highly permeable reservoir areas with a foam solution formed in the reservoir and subsequent treatment of low-permeability reservoir zones with an organic acid system has been developed. The composition of the organic acid system is selected depending on the carbonate content of the bottom well area. The efficiency of the method is increased by increasing the foam system stability, the depth and thickness coverage of the formation, and by reducing corrosion activity as a result of the use of organic acid systems. As carbonate rocks dissolve, the reservoir and filtration characteristics of the formation will increase.

**Keywords:** acid treatment; citric acid; whey; polymer; crosslinker; foam system; stability; carbonate content; permeability.

## Введение

Среди мероприятий, направленных на увеличение производительности скважин и текущей добычи нефти и газа из пластов, одно из ведущих мест занимает процесс кислотной обработки призабойной зоны пласта. В нефтегазовой практике используется широкий спектр водных растворов минеральных и органических кислот, их смесей, кислотогенерирующих составов, дополнительно содержащих полимеры, ПАВ. Кислотные обработки достаточно апробированы, однако, несмотря на достигнутые успехи, эффективность отдельных способов изменяется в зависимости от геолого-физических условий пласта, свойств пластовых флюидов и рецептур кислотных композиций [1–3].

Проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается в результате закупорки фильтровой поверхности ствола скважины материалами, доставляемыми потоком флюида в процессе эксплуатации. На состояние призабойной зоны коллекторов влияют солевые и асфальтосмолопарафиновые отложения. При подборе эффективного кислотного состава для очистки призабойной зоны учет ряда параметров, таких как, минералогический состав породы, скорости протекания химических реакций кислот с различными минералами пласта, степень растворения пород, пластовая температура, состав и свойства пластовых флюидов является обязательным.

Высокая растворяющая способность, высокая скорость коррозии, недостаточное проникновение и склонность к образованию осадков зачастую делают классические кислотные обработки, непригодными для терригенных коллекторов. Воздействие высококонцентрированными минеральными кислотами может привести к углублению существующих макроканалов и при каждой последующей обработке они будут принимать на себя основную часть гидродинамического потока, что не способствует вовлечению в разработку всей вскрытой толщины продуктивного интервала [3]. Для увеличения продолжительности реакции кислотной системы с породой используют эмульгированные кислоты, пенные системы, загеленные кислотные составы, кислотогенерирующие реагенты, органические кислоты и др.



В качестве альтернативы, для избегания этих проблем, вместо соляной и плавиковой кислот можно использовать более слабые и менее агрессивные химические вещества, такие как органические кислоты. При выборе кислотной композиции для обработки терригенного пласта необходимо принимать во внимание минералогический состав пород конкретного интервала воздействия. Таким образом, совершенствование рецептур кислотных композиций и технологий их применения в условиях заданного минералогического состава терригенного коллектора повысит успешность проводимых мероприятий.

Положительный эффект получен при селективных кислотных обработках терригенных пород призабойной зоны с достаточным количеством карбонатных цементирующих материалов. Существует несколько методов отвода кислотной композиции, которые использовались для получения равномерного распределения кислоты во всех слоях с контрастной проницаемостью. Эти методы можно разделить на две основные категории: методы химического отклонения и методы механического отклонения.

В работе [4] описывается система отклонения кислотного раствора в результате гелеобразования в пласте с использованием частично гидролизованного полиакриламида. Увеличение вязкости кислоты снижает диффузию ионов водорода к поверхности породы и, следовательно, скорость растворения. Обнаружено, что скорость реакции загущенной в пласте кислоты является самой низкой по сравнению с обычной кислотой и загущенной на поверхности кислотой. Вязкую кислоту можно создать путем смешивания кислоты с наночастицами и сшивающим агентом. Гель образуется при объемной концентрации частиц всего 1 мас. %.

Известный способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта включает изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта кислотным раствором путем последовательной закачки в скважину средней соли угольной кислоты и кислотного раствора. Кислотный раствор содержит 0,05–0,2 мас. % полиакриламида [5]. Недостатком изобретения является низкая эффективность из-за низкой кратности и устойчивости образованной в пласте пенной системы, и как результат - быстрого разрушения пены. Другими недостатками способа являются низкая глубина проникновения кислотного состава вследствие высокой скорости реакции с породой, неполный охват пласта воздействием, высокая степень коррозионного воздействия на оборудование.

#### **Применение органических кислот для обработки призабойной зоны скважины**

Органические кислоты использовались для стимуляции карбонатных и терригенных коллекторов либо в смесях с соляной кислотой для снижения концентрации последней и ее коррозионного воздействия, либо в качестве отдельных кислот для замены соляной кислоты. Однако низкая растворимость большинства образующихся солей кальция ограничивает использование этих кислот выше определенных концентраций.

Основные положительные качества органических кислот в пластовых условиях – пролонгированное время реакции с породой и повышенная поверхностная активность на различных границах раздела фаз. Вследствие дефицитности и высокой стоимости органических кислот было рекомендовано применение отхода производства - концентрата низкомолекулярных кислот [6]. Добывающие скважины Башкортостана были обработаны смесью 15%-ного HCl и низкомолекулярными кислотами в соотношении 1 : 1. Эффективность мероприятий была выше, чем при солянокислотных обработках.

Для стимуляции скважин была применена смесь двух органических кислот - уксусной и муравьиной. Эти кислоты вызывают меньшую коррозию скважинного оборудования и обеспечивают более длительный период реакции. Исследования показывают, что система органических кислот, может увеличить проницаемость керна на 147% [7].

На карбонатных месторождениях Венесуэлы с тяжелыми нефтями и высокой пластовой температурой при глубине залегания более 4500 м применяли смесь, включающую 13 мас. % уксусной кислоты и 9 мас. % муравьиной кислоты, которая обладает эквивалентной 15,5 мас. % HCl растворяющей способностью в отношении карбонатов. Состав характеризовался более низкой скоростью реакции, коррозионной активностью и существенно пониженной способностью к инициированию выпадения в осадок асфальтенов из контактирующей нефти, а также к эмульсиеобразованию [3].

Были проведены экспериментальные исследования с использованием различных смесей органических и плавиковой кислот при стимуляции керна песчаника. Комбинации кислот включали уксусную – HF, муравьиную – HF и лимонную – HF [8, 20, 21]. По результатам исследований видно, что тип и количество осадка, в основном, зависят от pH раствора, типа комбинации органика – HF и исходной концентрации реагентов. Была оценена возможность использования лимонной кислоты в качестве хелатирующего агента. Оптимальный результат был получен при добавлении 1 мас. % лимонной кислоты в плавиковую кислоту.

Было проведено заводнение керна песчаника с использованием различных кислотных составов. На основании результатов было определено, что 10% лимонная кислота, смешанная с 1,5% HF, является оптимальной комбинацией кислот [8]. Увеличение добычи с 7400 до 16 000 баррелей в сутки наблюдалось в пяти добывающих скважинах, стимулированных с использованием оптимальной комбинации кислот.



Органические кислоты использовались для интенсификации притока нефтяных и газовых скважин при высоких давлениях [9–18]. Однако эти кислоты нельзя использовать выше определенных концентраций, которые зависят от типа используемой кислоты. Например, верхний предел концентрации муравьиной кислоты – 9 % по массе, тогда как уксусная и лимонная кислоты могут использоваться только до 13 и 1 % по массе, соответственно. Использование этих кислот выше этих пределов вызывает закупоривание пласта в результате осаждения кальциевых солей кислот.

В [18, 19] приводятся результаты применения смеси уксусной кислоты и HF для кислотной обработки нагнетательных и добывающих скважин в песчанике месторождения Чуньхуа в Китае. Отмечено, что эта смесь сильно хелатирует комплексы фторида алюминия и, следовательно, предотвращает выпадение в осадок  $AlF_3$ .

Установлено, что смешивание муравьиной или уксусной кислоты с HCl дает смесь с меньшей коррозионной активностью, чем эквивалент одной HCl. Смесь соответствовала 1–4 мас.% муравьиной кислоты и 10 мас.% HCl. В отличие от муравьиной кислоты более высокая концентрация уксусной кислоты в смеси значительно увеличивала коррозию. Также показано [7], что комбинация уксусной и муравьиной кислот может заменить HCl для минимизации коррозии при повышенных температурах.

Исследовали смеси гелеобразных и сшитых гелеобразных кислотных смесей, включающих 15 мас.% HCl и 9 мас.% муравьиной кислоты в лаборатории и при полевых обработках. Согласно лабораторному анализу, кислотная смесь могла стимулировать глубокие газовые скважины [18].

Авторы сообщили, что гелеобразные смеси, включающие HCl и муравьиную кислоту, являются более прочными (чем смеси HCl) и сохраняют более высокую вязкость в течение более длительного времени при повышенных температурах. Однако при кислотной обработке песчаника [21] муравьиная и уксусная кислоты вызывают набухание глины. Смеси органических соединений с HF также могут вызывать осложнения, осаждавая  $AlF_3$ .

Разработан метод, с помощью которого лимонная кислота использовалась в качестве агента для кислотного гидроразрыва пласта. Кислота была успешно помещена в трещину в инкапсулированной форме. Однако результаты оказались ниже ожидаемых, и повышения производительности не наблюдалось. Кислоту использовали в концентрации 10 мас.% при высвобождении. Лабораторные исследования показали, что даже после расходования небольшой порции кислоты цитрат кальция выпадает в осадок, замедляя дальнейшие реакции, что и было одной из возможных причин отрицательных результатов.

Фактором, ограничивающим использование лимонной кислоты в пластах, богатых кальцием, является низкая растворимость цитрата кальция [22–24]. В лабораторном исследовании реакции лимонной кислоты с карбонатом продемонстрировано, что соль цитрата кальция осаждается в диапазоне pH от 2,7 до 3,2 и что значение pH осаждения снижается с увеличением исходной концентрации кислоты. Однако при испытаниях на заводнение ядра осаждение цитрата кальция в порах при высоких давлениях не наблюдалось, а наблюдалось, когда давление было снижено до атмосферного из-за выделения  $CO_2$ . При длительном контакте растворов органических кислот в призабойной зоне произойдет их практически полная нейтрализация, учитывая быстрое рассеивание  $CO_2$  по пространству в коллекторе и разбавлении пластовой водой.

Однако растворимость солей может быть увеличена при смешивании этих кислот с глюконовой кислотой из-за ее способности хелатировать осадки на основе кальция [8]. Показано значительное улучшение растворимости лактата кальция, когда молочная кислота смешивалась с глюконовой кислотой в стимулированных кальцитовых породах [7].

Была исследована возможность применения указанной идеи для других органических кислот, таких как уксусная, муравьиная, лимонная, гликолевая и борная кислоты. Результаты заводнения ядра показали, что смешивание глюконовой кислоты с уксусной кислотой увеличивает растворимость полученной соли кальция и позволяет использовать уксусную кислоту в количестве 15% по массе без риска осаждения ацетата кальция. При смешивании с муравьиной кислотой минимум кислотного объема пор наблюдался при мольном соотношении глюконовой и муравьиной кислот 1 : 7. Это позволило использовать муравьиную кислоту в количестве 12,5 мас.% без какого-либо наблюдения осаждения формиата кальция.

Таким образом, представлен новый метод, с помощью которого можно повысить растворимость солей кальция, образующихся в результате реакции органических кислот с кальцитом. В результате может быть преодолено известное ранее ограничение на максимальную концентрацию для этих кислот. Этот метод включает добавление экологически чистой кислоты-хелатирующего агента (глюконовой кислоты) к исследуемой органической кислоте.

#### **Экспериментальные исследования**

Для повышения эффективности способа кислотной обработки за счет увеличения устойчивости отклоняющей пенной системы и коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, а также снижения коррозионной активности были проведены дальнейшие исследования.

Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой сши-



вателя (0,01–2 мас.%), легкой нефти и кислотного раствора - смеси лимонной кислоты (0–8,0 мас.%), полимера (0,01–1 мас.%) и творожной молочной сыворотки (ТМС) (остальное). Легкую нефть закачивают для предупреждения преждевременного смешения растворов. В качестве сшивателя используют хромокалиевые квасцы (ХКК) или алюмокалиевые квасцы (АКК). В качестве полимера используют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) или полиакриламид (ПАА).

Закачанные растворы поступают в высокообводненные промытые зоны. В результате реакции между бикарбонатом натрия и кислотным раствором выделяется углекислый газ  $\text{CO}_2$  и в пласте генерируется устойчивая пенная система, которая будет изолировать обводненные интервалы. Добавка полимера в состав кислотного раствора осуществляют с целью повышения устойчивости пены и загущения кислотного раствора. Полимер замедляет стекание жидкости на поверхности пузырька, обеспечивая высокую устойчивость пенной системы, а сшиватель, структурируя молекулы полимера, позволяет увеличить устойчивость пенной системы, придавая пене механическую прочность. После блокирования высокопроницаемых участков следующая порция закачанного кислотного раствора будет отклоняться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. В качестве кислотного состава используются органические соединения (творожная молочная сыворотка, лимонная кислота) и полимер, которые обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы. Наличие полимера в кислотном растворе способствует выравниванию фронта продвижения жидкости. Также за счет повышения вязкости кислотного раствора в результате добавки полимера снижается скорость его реакции с породой.

Молочная сыворотка, входящая в состав кислотного раствора широко используется в методах микробиологического воздействия. В работе [ 25] для селективной изоляции водопритоков в скважину путем блокирования высокопроницаемых зон предложен гелеобразующий состав, включающий молочную сыворотку. В работе [ 26] предложен способ очистки призабойной зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений с использованием молочной сыворотки.

При низком содержании карбонатов кислотную обработку призабойной зоны пласта целесообразно проводить творожной молочной сывороткой – побочным продуктом при переработке молока в творог. В состав ТМС входят биологически активные соединения: витамины, ферменты, гормоны, свободные аминокислоты, летучие жирные кислоты, минеральные соединения и микроэлементы. В состав сухого вещества не сепарированной сыворотки входят лактоза, белковые вещества, жиры и др. Из органических кислот в составе молочной сыворотки обнаружены молочная, лимонная, нуклеиновая и летучие жирные кислоты (уксусная, муравьиная, пропионовая и масляная).

Лактоза, входящая в состав кислой творожной молочной сыворотки, в кислой среде гидролизуются до глюкозы и галактозы. В результате брожения глюкозы образуются молочная, бутановая, лимонная кислоты, этанол, бутанол, ацетон. Окисление глюкозы и галактозы приводит к образованию глюконовой, галактоновой и др. кислот.

Известно, что на успешность кислотных обработок скважин влияет уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор. Эффективным средством повышения успешности работ при кислотных обработках также является применение углеводородных растворителей, которые устраняют адсорбированный на поверхности породы слой. Известно, что кислотные составы, содержащие органические растворители, обладают свойством выравнивать скорости реакции в пласте: замедлять скорости реакции в водонасыщенных пропластках и ускорять их в нефтенасыщенных пропластках, за счет нефтеотмывающих свойств этих растворителей [3]. Образование растворителей в процессе брожения молочной сыворотки будет также способствовать повышению эффективности процесса.

При повышении количества карбонатных включений в породе к кислотному раствору добавляется лимонная кислота. Как известно из литературы, присутствие глюконовой, молочной кислот препятствуют выпадению в осадок цитрата кальция при реакции лимонной кислоты с карбонатной породой, также растворение образовавшихся солей увеличивается в присутствии глюкозы. Присутствие глюкозы и глюконовой кислоты в процессе воздействия предложенным составом повысит успешность мероприятия.

Растворение образованного углекислого газа в нефти приводит к снижению интенсивности коалесценции капель нефти и прилипания их к твердой поверхности. Движение карбонизированной воды, полученной в результате растворения углекислого газа в воде, сопровождается дополнительным растворением карбонатов угольной кислотой и углекислотным выщелачиванием терригенных отложений.

В результате растворения карбонатных пород увеличатся емкостные и фильтрационные характеристики пласта. Предложенный кислотный состав является менее агрессивным и коррозиоактивным. В результате закупорки высокопроницаемых зон закачанный следом кислотный раствор отклоняется в сторону низкопроницаемых нефтенасыщенных участков.

Предлагаемый способ был подвергнут лабораторным испытаниям.

Опыт 1. В первой мензурке готовится состав путем добавления к водному раствору бикарбоната натрия рассчитанного количества сшивателя при постоянном перемешивании. Во второй мензурке



готовится кислотный раствор: к творожной молочной сыворотке добавляется порошкообразная лимонная кислота и полимер при постоянном перемешивании на лабораторной мешалке до полного растворения. После этого раствор, полученный во второй мензурке, добавляется к раствору в первой и наблюдается за процессом пенообразования. Устанавливается кратность пены, которая определяется как отношение объема образованной пены к объему использованной в эксперименте жидкости, и устойчивость пены.

Результаты исследований показаны в таблице 1.

**Таблица 1** – Свойства полученной пенной системы

Номер опыта	Количество сшивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Кислотный раствор	Кратность, раз	Устойчивость пены, сут.
1	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01мас.% ТМС	1,9	2,2
2	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0 мас.% КМЦ 0,1 мас.% ТМС – остальное	1,8	2,1
3	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0 мас.% КМЦ 0,5 мас.% ТМС – остальное	2,0	3,0
4	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас.% КМЦ 1мас.% ТМС – остальное	2,2	3,0
13	АКК1%	Лимонная кислота 5,0 мас.% ПАА 0,01мас.% ТМС – остальное	1,8	2,1
14	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0 мас.% ПАА 0,1мас.% ТМС – остальное	2,1	2,2
15	АКК 1,7 %	Лимонная кислота 7,0 мас.% ПАА 0,5 мас.% ТМС – остальное	2,0	2,4
16	АКК 2%	Лимонная кислота 8,0 мас.% ПАА 1мас.% ТМС – остальное	2,2	2,6
17	По прототипу [27]		1,2	0,9

В опытах при концентрациях полимеров 0,01–1,а сшивателя 0,001–2 % получены наилучшие результаты. Следует отметить, что исследования проводились при комнатной температуре и атмосферном давлении. В пластовых условиях при высоких давлениях устойчивость пенной системы значительно возрастет. В опыте, проведенном по прототипу, как кратность образованной пены, так и устойчивость низкие.

Опыт 2. Скорость реакции кислотного раствора с породой в предложенном способе была определена по изменениям массы частиц образцов породы. 10 гр. образца карбонатной породы помещают в колбу и сверху добавляют 60 см<sup>3</sup> приготовленного кислотного раствора. Колбы закрываются стеклянной крышкой и помещаются в термостат при температуре 45 °С на 4 часа. Затем образцы породы фильтруются и высушиваются до стабильной массы. Рассчитывается количество уменьшения фракции образца породы. Результаты испытания представлены в таблице 2.

Лабораторные испытания показали, что ТМС с добавкой полимера (опыт 1) растворяет до 7 % карбонатной породы. Добавка лимонной кислоты к ТМС способствует большему растворению карбонатной породы. Учитывая, что максимальное содержание карбонатных пород в терригенных пластах достигает 40 %, применение 8го состава позволит провести процесс кислотной обработки с высокой эффективностью. Таким образом, исходя из карбонатности породы, следует выбирать состав кислотного раствора.

Опыт3 Способ также испытан в лабораторных условиях на двухпластовой модели пласта. Модель заполнялась кварцевым песком различной фракции с добавкой карбонатной пыли (7–40 %). Модель насыщалась пластовой водой, затем пластовая вода вытеснялась нефтью. Проницаемость низкопроницаемого пласта составляла 0,3 мкм<sup>2</sup>, высокопроницаемого 2,5 мкм<sup>2</sup>. На следующем этапе эксперимента с выхода в модель подавались водный раствор бикарбоната натрия с добавкой сшивателя в количестве 10 % от объема пор модели, легкая нефть в количестве 5 % от объема пор модели и кислотный раствор, выбранный в зависимости от карбонатности пористой среды в количестве 10 % от объема пор модели. Закачаные составы в первую очередь поступали в высокопроницаемый слой, где в результате реакции генерировалась устойчивая пена и блокировала высокопроницаемый слой.



**Таблица 2** – Растворяющая способность кислотного раствора

№	Состав кислотного раствора	Количество CaCO <sub>3</sub> после реакции, гр	Количество растворенного CaCO <sub>3</sub> , %
1	КМЦ 0,01 мас.% ТМС – остальное	9,3	7
2	Лимонная кислота 2,0 мас.% КМЦ 0,1 мас.% ТМС – остальное	8,92	10,8
3	Лимонная кислота 3,0 мас.% КМЦ 0,5 мас.% ТМС – остальное	8,4	16,0
4	Лимонная кислота 4,0 мас.% КМЦ 1 мас.% ТМС – остальное	7,87	21,3
5	Лимонная кислота 5,0 мас.% ПАА 0,01 мас.% ТМС – остальное	7,3	26,0
6	Лимонная кислота 6,0 мас.% ПАА 0,1 мас.% ТМС – остальное	6,905	30,95
7	Лимонная кислота 7,0 мас.% ПАА 0,5 мас.% ТМС – остальное	6,281	36,2
8	Лимонная кислота 8,0 мас.% ПАА 1 мас.% ТМС – остальное	4,7	40,8

Следующие порции закачанного кислотного раствора отклонялись в низкопроницаемую зону. Для возможности сравнения результатов также были проведены эксперименты по прототипу. Результаты исследований приведены в таблице 3. Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон позволяет существенно увеличить поступление жидкости в низкопроницаемый пласт. В результате поступления кислотного раствора в низкопроницаемый пласт происходит растворение карбонатов и увеличение проницаемости. В исследованиях по прототипу закупорка высокопроницаемых зон происходит хуже и, соответственно, увеличение проницаемости низкопроницаемого слоя ниже.

**Таблица 3** – Результаты экспериментальных исследований

Но-мер опыта	Карбонатность породы, %	Начальная проницаемость слоев, мкм <sup>2</sup>		Количество шшивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Состав кислотного раствора	Конечная проницаемость слоев, мкм <sup>2</sup>	
		K <sub>1н</sub>	K <sub>2н</sub>			K <sub>1к</sub>	K <sub>2к</sub>
1	7	0,30	2,50	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01 мас.% ТМС – остальное	1,12	0,81
2	11	0,31	2,52	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0 мас.% КМЦ 0,1 мас.% ТМС – остальное	1,22	0,79
3	16	0,30	2,51	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0 мас.% КМЦ 0,5 мас.% ТМС – остальное	1,45	0,80
4	21	0,32	2,53	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас.% КМЦ 1 мас.% ТМС – остальное	1,56	0,78
5	26	0,32	2,49	АКК 1 %	Лимонная кислота 5,0 мас.% ПАА 0,01 мас.% ТМС – остальное	1,64	0,81
6	31	0,29	2,48	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0 мас.% ПАА 0,1 мас.% ТМС – остальное	1,82	0,82
7	36	0,30	2,50	АКК 1,7 %	Лимонная кислота 7,0 мас.% ПАА 0,5 мас.% ТМС – остальное	2,12	0,79
8	40	0,30	2,51	АКК 2%	Лимонная кислота 8,0 мас.% ПАА 1 мас.% ТМС – остальное	2,53	0,79
9	По прототипу [27]	0,31	2,51			0,82	1,50



В промысловых условиях способ реализуется следующим образом. На устье скважины готовят водный раствор бикарбоната натрия со сшивателем. Раствор посредством насосного агрегата ЦА-320 нагнетается в насосно-компрессорные трубы. Затем в пласт закачивают буферную жидкость – легкую нефть. После этого в НКТ нагнетается соответствующий кислотный раствор. В результате смешения растворов в высокопроницаемом пропластке призабойной зоны скважины образуется блокирующая интервал пена и закачанный следом раствор кислоты отклоняется в направлении к низкопроницаемой зоне пласта.

### Выводы

1. Разработан способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта органической кислотной системой.
2. Выбор состава органической кислотной системы осуществляют в зависимости от карбонатности породы призабойной зоны скважины.
3. Эффективность способа возрастает за счет увеличения устойчивости пенной системы, коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине, снижения коррозионной активности в результате использования органических кислотных систем.
4. Применение предложенного способа позволяет значительно увеличить проницаемость пористой среды.

### Список литературы:

1. Shafiq M.U., Mahmud H.B. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2017. – № 7. – P. 1205–1216.
2. Shafiq M.U., Ben Mahmud H.K., Hamid M.A. Comparison of buffer effect of different acids during sandstone acidizing // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2015. – № 78. – P. 012008.
3. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010.
4. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid. SPE-188188-MS / E. Abdelfatah [et al.] // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*. – 2017.
5. Шахвердиев А.Х., Панахов Г. М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Патент Российской Федерации. – 2000. – № 2145381.
6. Шефер А.З., Меркулов В.П., Интяшин А.Д. Использование отходов производства жирных кислот для повышения приемистости нагнетательных скважин // *Нефтепромысловое дело*. – 1975. – № 4. – С. 30–32.
7. Rabie A.I., Saber M.R., Nasr El-Din H.A. A new environmentally friendly acidizing fluid for HP/HT matrix acidizing treatments with enhanced product solubility. SPE-173751-MS // *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers*. – 2015.
8. Hong L.V., Ben Mahmud H. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
9. Блинкова Е.В., Елисеев Е.И. (). Растворение карбоната кальция в водных растворах уксусной кислоты // *Журнал прикладной химии*. – 2005. – № 78(7). – С. 1085–1087.
10. Касенова Г.М. Свойства смесей карбоновых кислот и продуктов их нейтрализации карбонатами // *Нефтепромысловое дело и транспорт нефти*. – 1985. – № 4. – С. 15–16.
11. Buijse M., de Boer P., Breukel B., Burgas G. Organic acids in carbonate acidizing. SPE-82211-PA // *SPE Production & Operations*. – 2004. – № 19(3). – P. 128–134
12. Matrix acidizing of carbonate reservoirs using organic acids and mixture of HCl and organic acids. SPE-116601-MS. / F.F. Chang [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*. – 2008, September
13. Saber M.R., Rabie A., Nasr-El-Din H.A. A new technique to increase the performance of organic acids to stimulate carbonate reservoirs at high acid concentrations. SPE-175192-MS. // *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*. – 2015, October
14. Organic acids for stimulation. SPE-199291-PA / L. Alhamad [et al.] // *SPE Production and Operations*. – 2020. – № 35(4). – P. 952–978.
15. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. SPE-121014-MS / L. He [et al.] // *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*. – 2009.
16. Burgos G., Birch G., Buijse M. Acid fracturing with encapsulated citric acid. SPE-86484-MS // *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*. – 2004, February.
17. Al-Harbi B.G., Al Dahlan M.N., Khaldi M.H. Aluminum and iron precipitation during sandstone acidizing using organic-HF acids. SPE-151781-MS // *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*. – 2012, February.



18. Yang F. Acidizing of sandstone reservoirs using HF and organic acids : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2012.
19. Yang F., Nasr-El-Din H.A., Harbi B.A. Acidizing sandstone reservoirs using HF and organic acids. SPE-157250-MS // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2012, May.
20. High temperature acid stimulation offshore the Netherlands. SPE-38171-MS / M.S. Van Domelen [et al.] // SPE European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers. – 1997, June.
21. Andotra G. Investigating the use of chelating agents for clay dissolution and sandstone acidizing purposes : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2014.
22. Дмитрук В.В., Сингуров А.А., Кононов А.В. Новый состав для интенсификации «сеноманских» скважин и результаты опытно-промышленных испытаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 196–205.
23. Применение лимонной кислоты при интенсификации добычи углеводородов / В.В. Дмитрук [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 1(49). – С. 27–32.
24. Кустышев А.В., Сингуров А.А., Паникаровский Е.В. и др. Способ обработки призабойной зоны слабоцементированного терригенного пласта в условиях аномально низкого пластового давления. Патент Российской Федерации. – 2014. – № 2528803.
25. Рзаева С.Д. Селективная изоляция водопритоков в скважину на основе использования отходов производства // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – С. 118–125.
26. Казымов Ш.П., Алиев Я.М., Рзаева С.Дж. и др. Способ обработки призабойной зоны нефтяных скважин. Патент Азербайджанской Республики. – 2000. – I 2000 0030.
27. Сулейманов Б.А., Рзаева С.Дж., Тулешева Г.Д. Способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта. Евразийский патент. – 2018. – № 030395.

#### List of references:

1. Shafiq M.U., Mahmud H.B. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – № 7. – P. 1205–1216.
2. Shafiq M.U., Ben Mahmud H.K., Hamid M.A. Comparison of buffer effect of different acids during sandstone acidizing // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – № 78. – P. 012008.
3. Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry. T. 4. Acid Treatment of Wells. – M. : Intercontact Science, 2010.
4. Acid diversion in carbonates with nanoparticles-based in situ gelled acid. SPE-188188-MS / E. Abdelfatah [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2017.
5. Shakhverdiyev A.Kh., Panakhov G.M., Suleimanov B.A., Abbasov E.M. Method of acid treatment of oil reservoir bottomhole zone. Patent of the Russian Federation. – 2000. – № 2145381.
6. Shefer A.Z., Merkulov V.P., Intyashin A.D. Use of waste production of fatty acids to improve injectivity of injection wells // Oilfield Business. – 1975. – № 4. – P. 30–32.
7. Rabie A.I., Saber M.R., Nasr El-Din H.A. A new environmentally friendly acidizing fluid for HP/HT matrix acidizing treatments with enhanced product solubility. SPE-173751-MS // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – 2015.
8. Hong L.V., Ben Mahmud H. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
9. Blinkova E.V., Eliseev E.I. Dissolution of calcium carbonate in aqueous solutions of acetic acid // Journal of Applied Chemistry. – 2005. – № 78(7). – P. 1085–1087.
10. Kassenova G.M. Properties of mixtures of carboxylic acids and products of their neutralization by carbonates // Oil field work and oil transport. – 1985. – № 4. – P. 15–16.
11. Buijse M., de Boer P., Breukel B., Burgas G. Органические кислоты при подкислении карбонатов. SPE-82211-PA // SPE Production & Operations. – 2004. – № 19(3). – P. 128–134
12. Matrix acidizing of carbonate reservoirs using organic acids and mixture of HCl and organic acids. SPE-116601-MS. / F.F. Chang [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2008, September
13. Saber M.R., Rabie A., Nasr-El-Din H.A. A new technique to increase the performance of organic acids to stimulate carbonate reservoirs at high acid concentrations. SPE-175192-MS. // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2015, October
14. Organic acids for stimulation. SPE-199291-PA / L. Alhamad [et al.] // SPE Production and Operation. – 2020. – № 35(4). – P. 952–978.
15. Successful acid stimulation in acid-sensitive reservoirs. SPE-121014-MS / L. He [et al.] // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2009.



16. Burgos G., Birch G., Buijse M. Кислотный гидроразрыв с инкапсулированной лимонной кислотой. SPE-86484-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2004, февраль.
17. Al-Harbi B.G., Al Dahlan M.N., Khaldi M.H. Aluminum and iron precipitation during sandstone acidizing using organic-HF acids. SPE-151781-MS // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers. – 2012, February.
18. Yang F. Acidizing of sandstone reservoirs using HF and organic acids : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2012.
19. Yang F., Nasr-El-Din H.A., Harbi B.A. Acidizing sandstone reservoirs using HF and organic acids. SPE-157250-MS // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2012, May.
20. High temperature acid stimulation offshore the Netherlands. SPE-38171-MS / M.S. Van Domelen [et al.] // SPE European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers. – 1997, June.
21. Andotra G. Investigating the use of chelating agents for clay dissolution and sandstone acidizing purposes : PhD master's thesis. Texas: Texas A&M University, 2014.
22. Dmitruk V.V., Singurov A.A., Kononov A.V. New composition for intensification of «cenomanian» wells and the results of pilot tests // Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business». – 2011. – № 5. – P. 196–205.
23. The use of citric acid in the intensification of hydrocarbon production / V.V. Dmitruk [et al.] // Science and Technology in the gas industry. – 2012. – № 1(49). – P. 27–32.
24. Kustyshev A.V., Singurov A.A., Panikarovskiy E.V. et al. Method of treatment of the bottom-hole area of the weakly cemented terrigenous formation in the conditions of the abnormally low formation pressure. Patent of the Russian Federation. – 2014. – № 2528803.
25. Rzayeva S.D. Selective isolation of water inflows into the well based on the use of production wastes // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – P. 118–125.
26. Kazymov Sh.P., Aliev Y.M., Rzayeva S.J. et al. Method of treatment of oil wells bottomhole zone. Patent of the Republic of Azerbaijan. – 2000. – № 2000 0030.
27. Suleymanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Method of acid treatment of bottomhole zone of heterogeneous formation. Eurasian patent. – 2018. – № 030395.