

УДК 622.276.63

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Применение карбамида для повышения эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов

Р.А. Ваганов, В.А. Жигарев[✉], С.С. Косицына, Д.Д. Черных

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

[✉]vzhigarev@sfu-kras.ru

Аннотация. Актуальность. Определяется тенденцией ежегодного увеличения доли месторождений, вовлеченных в промышленную разработку и приуроченных к карбонатным коллекторам, предопределяет перспективы развития методов интенсификации притока. В статье рассматриваются вопросы, связанные с повышением эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов. **Цель.** Определение технологического решения, позволяющего повысить эффективность соляно-кислотных обработок на карбонатных коллекторах. **Методы.** Экспериментальные исследования, статистические методы. **Результаты и выводы.** Проведён анализ кислотных составов, применяемых для соляно-кислотных обработок. Приведены результаты лабораторных исследований соляно-кислотных составов на керне с месторождения Восточной Сибири. Определена совместимость пластовых флюидов и кислотных составов, а также скорость растворения керна для выбранных составов. Проведены эксперименты по определению фильтрационно-ёмкостных свойств образцов керна. Определены средние величины прироста пористости и проницаемости образцов керна после фильтрационных экспериментов при прокачивании через них исследуемых кислотных составов. Подтверждена в лабораторных условиях эффективность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов. Получена зависимость изменения скорости реакции соляной кислоты с доломитом от концентрации карбамида. Подтверждена возможность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для повышения её реакционной способности с карбонатной породой. Оценён ожидаемый эффект от применения карбамида при соляно-кислотных обработках карбонатных коллекторов, а также прогнозные значения прироста по добыче нефти после проведения селективных соляно-кислотных обработок механическим методом с карбамидом. Показано, что при использовании кислотного состава с карбамидом потенциал эффекта по приросту добычи нефти на 26 % повышает эффективность по сравнению с использованием базового раствора 24 % HCl при соляно-кислотных обработках. Также проведён анализ конкурентных преимуществ карбамида по отношению к аналогам на Российском рынке. Показано, что данный реагент широкодоступен на российском рынке и стоимость его ниже, чем у реагентов, представленных при тестировании кислотных составов.

Ключевые слова: соляная кислота, карбамид, модификатор, карбонатный коллектор, реакционная способность, керн

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (FSRZ-2020-0012).

Для цитирования: Применение карбамида для повышения эффективности соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов / Р.А. Ваганов, В.А. Жигарев, С.С. Косицына, Д.Д. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 18–25. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

UDC 622.276.63

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

Urea application to improve the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs

R.A. Vaganov, V.A. Zhigarev[✉], S.S. Kositsyna, D.D. Chernykh

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

[✉]VZhigarev@sfu-kras.ru

Abstract. Relevance. The trend of an annual increase in the share of fields introduced into industrial development and confined to carbonate reservoirs. Predetermines the prospects for the development of inflow stimulation methods. The article deals with issues related to increasing the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs. **Aim.** Determination of technological solutions to increase the efficiency of hydrochloric acid treatments on carbonate reservoirs. **Methods.** Experimental research, statistical methods. **Results and conclusions.** The paper introduces the analysis of acid compositions used for hydrochloric acid treatments and the results of laboratory studies of hydrochloric acid compositions on core samples in the Eastern Siberia. The authors have determined the compatibility of formation fluids and acid compositions as well as the rate of core dissolution for selected compositions. The authors carried out the experiments on measuring the filtration-capacitive properties of core samples. The effectiveness of using urea as a hydrochloric acid modifier for selective hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs was confirmed in laboratory conditions. The authors obtained the changes in the rate of hydrochloric acid with dolomite from urea residues. They assessed the expected effect from urea use in hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs and the predicted values of the increase in oil production after hydrochloric acid treatments with urea. It was shown that using an acid composition with urea increases the efficiency of oil production by 26% compared to the application of a base solution of 24% HCl during hydrochloric acid treatments. The paper introduces the analysis of the competitive advantages of urea in comparison with analogues on the Russian market. This showed that this reagent is widely available on the Russian market and its cost is lower than that of the reagents presented when testing acid compositions.

Keywords: hydrochloric acid, urea, modifier, carbonate reservoir, reactivity, core

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (FSRZ-2020-0012).

For citation: Vaganov R.A., Zhigarev V.A., Kositsyna S.S., Chernykh D.D. Urea application to improve the efficiency of hydrochloric acid treatments of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 18–25. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4679

Введение

Тенденция ежегодного увеличения доли месторождений, вовлеченных в промышленную разработку и приуроченных к карбонатным коллекторам, предопределяет перспективы развития методов интенсификации притока. Зачастую карбонатные коллекторы характеризуются сложным геологическим строением и обладают трудноизвлекаемыми запасами нефти. В условиях ухудшения ресурсной базы нефтегазодобывающей отрасли продолжают оставаться нерешенными вопросы, связанные с кольматацией призабойной зоны пласта при бурении и в процессе эксплуатации скважин, что осложнено низкой реакционной способностью соляной кислоты с доломитом и поглощениями кислотных составов при соляно-кислотных обработках (далее – СКО). Одним из ключевых подходов по направлению повышения эффективности СКО продолжает оставаться

модификация кислотных составов (далее – КС(АС)) на базе соляной кислоты.

Цель научно-исследовательской работы заключалась в определении технологического решения, позволяющего повысить эффективность СКО на карбонатных коллекторах.

Проведенный анализ публикаций по теме научного исследования [1–7] позволил определить основные тенденции в сфере улучшения КС на базе соляной кислоты. Установлено, что наиболее перспективными методами повышения эффективности КС является включение в состав соляной кислоты следующих добавок:

- замедлителей (слабые органические кислоты, нефтекислотные эмульсии, загущенные или вязкие кислоты, пенокислоты и т. д.);
- отклонителей (твёрдые частицы, полимерные гели, отклонители-пены, вязкоупругие поверхност-

но-активные вещества (далее – ПАВ), самоотключающиеся кислотные составы и т. д.) [8–14];

- веществ, влияющих на смачиваемость (анионные и катионные ПАВ, взаимные растворители, низкомолекулярные спирты и т. д.).

Значительный интерес представляет использование карбамида в качестве модификатора соляной кислоты. Данный метод повышения эффективности СКО на сегодняшний день является наименее изученным по сравнению с упомянутыми выше.

Карбамид (мочевина) – азотсодержащее соединение, удобрение, представляет собой кристаллическое вещество без запаха, хорошо растворяется в воде. Взрывопожаробезопасен, нетоксичен, коррозионно не активен.

В работе [15] описывается успешный опыт применения карбамида для комплексной обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) терригенных коллекторов на примере Ярегского нефтяного месторождения. При последовательной закачке в пласт карбамида, нитрита натрия и соляной кислоты образуется большое количество нетоксичных газов (углекислого и азота), которые интенсифицируют процесс нефтеизвлечения. Подтверждено, что комбинированное воздействие на пласт паром и продуктами разложения азотсодержащих соединений (карбамида и нитрита натрия) способствует увеличению темпов отбора нефти и повышению охвата залежи процессом теплового воздействия.

Известен патент [16], в котором предлагается к применению соляно-кислотный состав для обработки и разглинизации призабойной зоны пласта, содержащий соляную кислоту, ПАВ, добавки и воду, отличающийся тем, что в качестве добавки состав содержит нитрат карбамида, бисульфат натрия, комплексон.

В результате проведенного анализа применяемых технических решений для СКО установлено, что наиболее успешной технологией является селективная СКО механическим методом, а также выявлена возможность модернизации КС. На месторождениях восточной Сибири для СКО применяется 24 % раствор HCl без модификаторов.

Объекты и методика исследования

В качестве наиболее перспективных модификаторов HCl были выбраны следующие добавки:

- Катол-40 (ГК «Миррико»);
- комплексная добавка АО «Нефтетранссервис» (далее – НТС), состоящая из: диспергатора AS-DI – 0,1 мас. %, стабилизатора железа AS-IR – 1 мас. %, деэмульгатора AS-DA – 0,5 мас. %, ингибитора коррозии AS-CO – 0,1 мас. %;
- мочевина (карбамид).

Катол-40 и НТС активно применяются при СКО на месторождениях-аналогах и обладают подтвержденной на практике эффективностью.

Для проведения лабораторных исследований были приготовлены 6 КС:

- 24 % HCl;
- 24 % HCl + 6 % Катол-40;
- 24 % HCl + НТС;
- 24 % HCl + 4 % карбамида;
- 24 % HCl + 8 % карбамида;
- 24 % HCl + 12 % карбамида.

Комплекс лабораторных исследований состоит из пяти этапов:

- определение совместимости выбранных кислотных составов с пластовыми флюидами;
- определение скорости растворения керна;
- измерение пористости керна;
- определение коэффициента проницаемости по газу;
- фильтрационные эксперименты с кислотными составами на образцах керна.

Определение совместимости выбранных кислотных составов с пластовыми флюидами производили по методике, описанной в работе [17]. Раствор кислоты и тестируемые кислотные составы с добавкой 2000 и 5000 ppm Fe^{3+} смешивали с нефтью в соотношении 25/75 %, 50 /50 % и 75/25 % (об.), и в соотношении 5:95 % с попутно-добываемой водой, тщательно перемешивали в течение 30 сек. и выдерживали при температуре забоя скважины (30 °C) в режиме статического отстоя в термостате. По истечении 5, 10 и 30 мин фиксировали факт образования эмульсии, помутнения, изменения цвета и/или выпадения осадков, объем отделившейся воды. Через 30 минут выдерживания смеси фильтровали через сито 100 меш на предмет образования сгустков или осадков.

Скорость растворения керна определялась по методике, описанной в [17, 18]. В ёмкости помещали 30 г кислотного состава (из расчёта 1/10 к массе кубиков керна, масса которых в среднем составляла 3,0 г). В ёмкость помещали подготовленные кубики керна и выдерживали в течение 10, 30, 90 и 300 минут, помещая новый образец в тот же КС. По истечении времени пробы нейтрализовали 5 % раствором щелочи NaOH и промывали проточной водой. Рыхлую породу с поверхности кубика удаляли, кубики сушили в сушильном шкафу до постоянного веса при температуре 110 °C, охлаждали в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивали с точностью до 0,0002 г.

Скорость растворения керна V_p , в $\text{г/м}^2\cdot\text{мин}$ рассчитывали по формуле:

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

где m_1 – масса пробы до начала анализа, г; m_2 – масса пробы после анализа, г; S – площадь поверхности пробы, м^2 ; Δt – время контакта породы с КС, мин.

Растворимость керна рассчитывали по формуле:

$$K = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%,$$

где m_1 – масса пробы до начала анализа, г; m_2 – масса пробы после анализа, г.

Измерение пористости образцов керна осуществлено методом жидкостенасыщения по пластовой воде с учетом внешних каверн и трещин, согласно [19].

Исследование проницаемости образцов керна проводилось с помощью пермеаметра PERG-200™ – это газовый пермеаметр с ручным управлением на базе цифровых технологий для точного определения проницаемости в ограниченном диапазоне образцов и проницаемости (измерительный диапазон от 0,1 до 1500 мД).

Фильтрационные эксперименты с кислотными составами на образцах керна проводились на установке пермеаметр PREL-200 CORE LABORATORIES INSTRUMENTS. Фильтрационные испытания проводятся при термобарических условиях пласта (30 °С, соответствующее давление обжима и противодавление). Используется коллекция экстрагированных образцов керна продуктивного пласта с известным значением коэффициента проницаемости по газу. Фильтрация пластовой воды проводится через водонасыщенный образец керна в количестве трех поровых объемов. Выполняется определение коэффициента проницаемости по воде. Далее проводится фильтрация изовязкозной модели нефти через образец керна в количестве трех поровых объемов. Определяется коэффициент фазовой проницаемости по нефти. После этого выполняется фильтрация тестируемых кислотных составов через образец керна в количестве, требуемом для получения представительного результата. Осуществляется выдержка в термобарических условиях насыщенного кислотой образца до полной нейтрализации кислоты. Далее фильтруется изовязкозная модель нефти через образец керна в количестве трех поровых объемов для определения коэффициент фазовой проницаемости по нефти после кислотной обработки.

Результаты исследования и их обсуждение

При несовместимости кислотного состава и пластовых флюидов происходит коагуляция пустот коллектора высоковязкими эмульсиями и/или образующимися осадками [20–22]. Ввиду этого все исследуемые кислотные составы подвергаются анализу на совместимость с пластовыми флюидами (таблица).

Все исследуемые КС, за исключением состава 24 % HCl+6 % Катол-40, прошли тест на совместимость и могут быть использованы в качестве КС для СКО на месторождении Восточной Сибири. Ввиду получения неудовлетворительных результатов по тесту на совместимость 24 % HCl + 6 % Катол-40 с

пластовым флюидом данный КС не рекомендуется к применению. Однако из дальнейшей серии испытаний КС на основе Катол-40 не исключен.

Таблица. Результаты тестирования кислотных составов с пластовым флюидом на образование устойчивой эмульсии и осадка

Table. Results of testing acid compositions with formation fluid for the formation of a stable emulsion and sediment

КС/АС	Концентрация Fe Fe concentration	5 % пласт. воды Reservoir water+95 % КС/АС	75 % нефти (oil)+25 % КС/АС	50 % нефти (oil)+50 % КС/АС	25 % нефти (oil)+75 % КС/АС	Результат Result
24 % HCl	2000	+	+	+	+	Тест пройден Test passed
24 % HCl+6 % Катол-40 (Cathol-40)	2000	- Пена/Foam				Тест не пройден, т. к. стойкая пена Test failed because of persistent foam
24 % HCl+HTC	2000	+	+	+	+	Тест пройден Test passed
24 % HCl+ 4 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	
24 % HCl+ 8 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	
24 % HCl+ 12 % CH ₄ N ₂ O	2000	+	+	+	+	

С целью определения влияния концентрации карбамида в КС на скорость растворения керна проведена серия экспериментов по растворению кубиков керна (рис. 1).

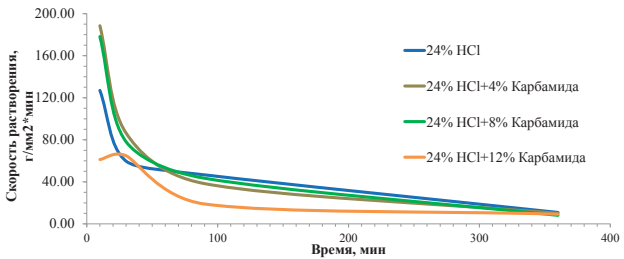


Рис. 1. Скорость растворения керна кислотными составами на основе карбамида

Fig. 1. Core dissolution rate with urea-based acid compositions

Повышение концентрации карбамида в КС на основе 24 % HCl с 4 до 8 % приводит к незначительному снижению начальной скорости растворения керна (время обработки 30 мин) и увеличению

скорости растворения при длительной обработке (время обработки до 300 мин). При этом увеличение концентрации карбамида до 12 % снижает скорость растворения ниже, чем в базовом растворе 24 % HCl. Таким образом, добавление к соляной кислоте карбамида в концентрации до 8 % повышает реакционную способность КС при обработке призабойной зоны. Оптимальная концентрация карбамида для 24 % HCl составляет 8 %.

Для КС на основе чистой соляной кислоты с добавкой Катол-40, НТС и 8 % карбамида были определены скорость растворения и растворимость зерна. На рис. 2 представлены результаты сравнения максимальной скорости растворения зерна.

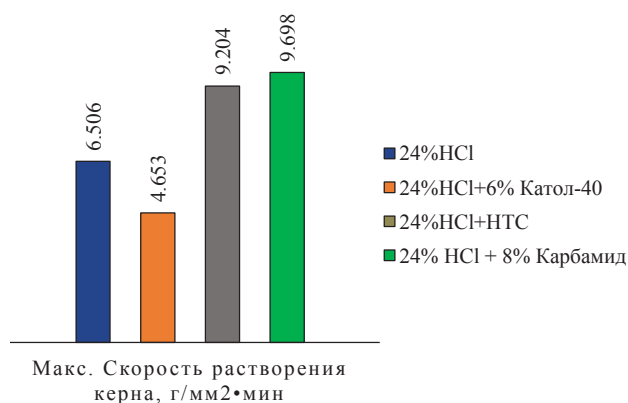


Рис. 2. Результаты определения скорости растворения зерна

Fig. 2. Results of core dissolution rate determination

Максимальная скорость растворения для составов Катол-40 и НТС в 1,4 и 2,5 раза меньше по сравнению с 24 % HCl без добавок соответственно. При этом максимальная скорость растворения КС с карбамидом в 1,4 раза выше базового КС. Полученные данные позволяют сделать вывод о механизме работы добавок – Катол-40 и НТС выступают в качестве замедлителей и позволяют обеспечить более глубокое проникновение КС в пласт при СКО, а добавка карбамида позволяет повысить реакционную способность КС при очистке призабойной зоны пласта.

Для оценки эффективности исследуемых КС проведены фильтрационные испытания на образцах зерна, определены пористость и проницаемость образцов зерна. На рис. 3 приведены средние значения прироста пористости и проницаемости образцов зерна после СКО исследуемыми КС.

Опираясь на данные, приведённые на рис. 3, оптимальным КС является 24 % HCl + 8 % карбамида, для которого характерно максимальное увеличение проницаемости и конкурентное увеличение пористости по сравнению с аналогами.

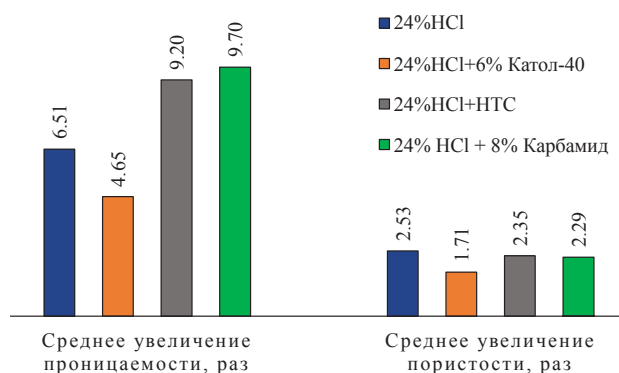


Рис. 3. Результаты фильтрационных исследований кислотных составов на образцах зерна

Fig. 3. Results of filtration studies of acid compositions on core samples

Результаты оценки эффекта по запускным дебитам и добыче нефти от применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных СКО механическим методом приведены на рис. 4.

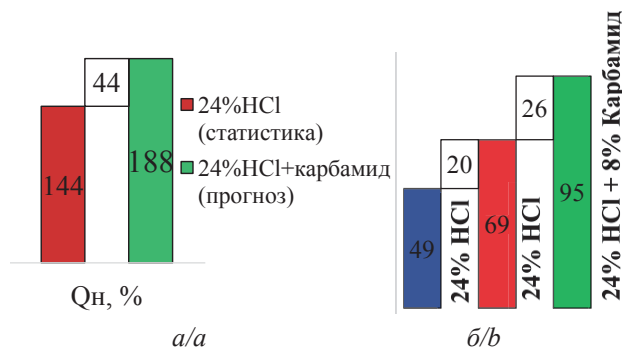


Рис. 4. Прогнозные значения изменения дебита и объемов добычи нефти после СКО: а) среднее увеличение запускных дебитов нефти, %; б) потенциал эффекта по приросту добычи нефти, %

Fig. 4. Forecast values for changes in flow rate and oil production volumes after hydrochloric acid treatment: а) average increase in starting oil production rates, %; б) potential effect on the increase in oil production, %

На рис. 4, а на диаграмме среднего увеличения запускных дебитов нефти показано, что после СКО раствором 24 % HCl дебит возрастает на 144 % по сравнению с дебитом, который был на скважине перед проведением СКО. По прогнозам после обработки скважины раствором 24 % HCl + 8 % карбамида ожидается увеличение дебита на 44 % по сравнению с базовым раствором 24 % HCl, что составит 188 % от дебита скважин перед проведением СКО. На рис. 4, б показан эффект прироста добычи нефти от проведения СКО. Показано влияние обработки призабойной зоны кислотными составами: синий

столбец – данные, полученные при проникновении раствора 24 % HCl на расстояние, которое составляет 10 % от радиуса загрязнённого участка; красный столбец – при проникновении на расстояние 60 % от радиуса загрязнённого участка раствора 24 % HCl; зелёный столбец – при радиусе проникновения раствором 24 % HCl + 8 % карбамида, которое составляет 100 % от радиуса загрязнённого участка.

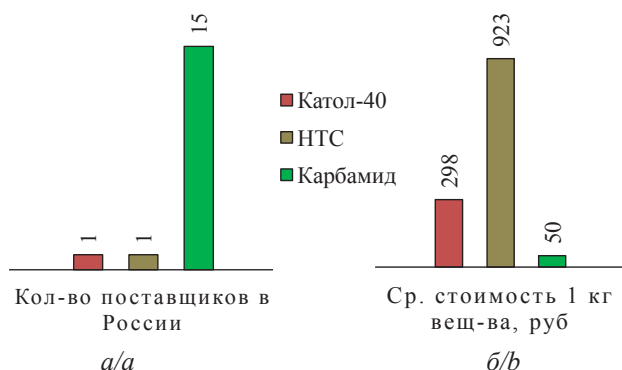


Рис. 5. Конкурентные преимущества карбамида на Российском рынке: а) диаграмма оценки количества поставщиков; б) средняя стоимость 1 кг реагентов

Fig. 5. Competitive advantages of urea on the Russian market: a) diagram for assessing the number of suppliers; b) average cost of 1 kg of reagents



Рис. 6. Карта поставщиков карбамида в России

Fig. 6. Map of urea suppliers in Russia

Показано, что при использовании раствора 24 % HCl + 8 % карбамида и при радиусе проникновения 100 % от радиуса загрязнённого участка эффект прироста добычи составит 26 % по сравнению со

случаем, когда радиус проникновения раствором 24 % HCl составляет 60 % от радиуса загрязнённого участка.

Проведённый анализ рынка отобранных ранее модификаторов соляной кислоты подтверждает конкурентные преимущества карбамида по сравнению с аналогами (рис. 5). Насчитывается 15 официальных поставщиков карбамида в России (рис. 6).

Заключение

Проведён анализ кислотных составов, применяемых для СКО, по результатам которого были отобраны составы-претенденты.

Определена совместимость пластовых флюидов и кислотных составов, а также скорость растворения керна для выбранных составов. Подтверждена в лабораторных условиях эффективность применения карбамида в качестве модификатора соляной кислоты для селективных СКО карбонатных коллекторов. Получена зависимость изменения скорости реакции соляной кислоты с доломитом от концентрации карбамида. Повышение концентрации карбамида с 4 до 8 % в КС на основе 24 % HCl приводит к незначительному снижению начальной скорости растворения керна и увеличению скорости растворения при длительной обработке. При этом увеличение концентрации карбамида до 12 % снижает скорость растворения ниже, чем в базовом растворе 24 % HCl. Таким образом, добавление к соляной кислоте карбамида в концентрации до 8 % повышает реакционную способность КС при обработке призабойной зоны. Помимо этого, оценены прогнозные значения прироста по добыче нефти после проведения селективных СКО механическим методом с карбамидом. Показано, что при использовании кислотного состава с карбамидом повышается эффективность добычи нефти на 26 % по сравнению с использованием базового раствора 24 % HCl при СКО. Также проведён анализ конкурентных преимуществ карбамида по отношению к аналогам на Российском рынке. Показано, что данный реагент широкодоступен на российском рынке и стоимость его ниже, чем у реагентов, представленных при тестировании кислотных составов. Таким образом, в результате проведённого исследования можно рекомендовать применение добавки карбамида для увеличения эффективности СКО.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Daccord G., Toubouli E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon // SPE production engineering. – 1989. – Vol. 4 (1). – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA.
2. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: a review / U. Alameedy, A. Fatah, A.K. Abbas, A. Al-Yaseri // Fuel. – 2023. – Vol. 349. – P. 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
3. Al-Douri A.F., Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. A new organic acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – The Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164110. DOI: 10.2118/164110-MS

4. Андреев К.В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-98-102
5. Джафарпур Х., Петраков Д.Г., Орлов М.С. Оптимизация кислотной обработки матрицы нефтенасыщенного карбонатного коллектора // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2017. – № 5. – С. 46–49.
6. Джафарпур Х., Петраков Д.Г. Исследование влияния добавления ПАВ в соляную кислоту на скорости реакции и растворения при обработке карбонатных коллекторов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2018. – № 4. – С. 35–38.
7. Хакимов А.А., Сагтаров Р.И., Качурин А.В. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами // Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 106–107.
8. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations / A.M. Goma, J. Cutler, Q. Qu, E.C. Kay // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. – Doha, Qatar, May 2012. DOI: 10.2118/157316-MS
9. A novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China / F. Zhou, Y. Liu, S. Zhang, X. Li, C. Xiong, X. Yang, X. Liu, Y. Shi, X. Li, F. Zhang, H. Shi, J. Shen, Y. Xuefang // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition. – Jakarta, Indonesia, August 2009. DOI: 10.2118/123171-MS
10. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment / D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan, Y. Li, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208 E. – P. 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770
11. Alleman D., Qi Q., Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation // Paper presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry. – Houston, Texas, February 2003. DOI: 10.2118/80222-MS
12. 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 engineering. – 2009. – Vol. 24. – P. 107–116. DOI: 10.2118/107451-PA
13. Якимова Т.С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 4. – С. 171–175.
14. Иванова Е.М., Борхович С.Ю. Применение самоотклоняющихся кислотных составов для повышения эффективности кислотных обработок трещиновато-пористых карбонатных коллекторов // Управление техносферой. – 2022. – Т. 5. – Вып. 1. С. 243–261. DOI: 10.34828/UdSU.2022.58.64.010 URL: <https://technosphere-ing.ru> (дата обращения 15.04.2024).
15. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). – Ухта: УГТУ, 2014 – 127 с.
16. Солянокислотный состав для обработки и разглинizations призабойной зоны пласта: пат. № 22389750, Российская Федерация, С1; заявл. 24.02.2009; опубл. 20.05.2010, Бюл. № 14. – 8 с.
17. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – Vol. 612. – P. 125998.
18. Новиков В.А. Обоснование технологических параметров проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края: дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2023 – 163 с.
19. ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – Введ. с 01.07.86 по 01.07.91. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 8 с.
20. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 16. – С. 90–96.
21. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.
22. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 880–890.

Информация об авторе

Роман Александрович Ваганов, научный сотрудник, лаборатории биотопливных композиций, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. RVaganov@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1408-3591>

Владимир Алексеевич Жигарев, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. VZhigarev@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

Светлана Сергеевна Косицына, кандидат химических наук, доцент базовой кафедры химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. SKositsyna@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7997-9754>

Даниил Дмитриевич Черных, магистрант, базовой кафедры химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов Института нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6. dan.chernyx2010@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0000-0648-7479>

Поступила в редакцию: 03.05.2024

Поступила после рецензирования: 24.05.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Daccord G., Toubouli E., Lenormand R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE production engineering*, 1989. vol. 4 (1), pp. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA.
2. Alameedy U., Fatah A., Abbas A.K., Al-Yaseri A. Matrix acidizing in carbonate rocks and the impact on geomechanical properties: a review *Fuel*, 2023, vol. 349, pp. 128586. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128586.
3. Al-Douri A.F., Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. A new organic acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164110. DOI: 10.2118/164110-MS
4. Andreev K.V. Research on increasing the injectivity of injection wells with self-diverting acid compositions in a layered heterogeneous carbonate reservoir. *Oil industry*, 2020, no. 11, pp. 98–101. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-98-102
5. Jafarpour H., Petrakov D.G., Orlov M.S. Optimization of acid treatment of an oil-saturated carbonate reservoir matrix. *Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea»*, 2017, no. 5. pp. 46–52. (In Russ.)
6. Jafarpour Kh., Petrakov D. G. Study of the effect of adding a surfactant to hydrochloric acid on the reaction and dissolution rates during the treatment of carbonate reservoirs *Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea»*, 2018, no. 4, pp. 35–38. (In Russ.)
7. Khakimov A.A., Sattarov R.I., Kachurin A.V. Increasing the efficiency of acid well treatments using chemical methods. *Oil Industry*, 2011, no. 11. pp. 106–107. (In Russ.)
8. Goma A.M., Cutler J., Qu Q., Kay E.C. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *SPE International Production and Operations Conference & Exhibition*. Doha, Qatar, May 2012. DOI: 10.2118/157316-MS
9. Zhou F., Liu Y., Zhang S., Li X., Xiong C., Yang X., Liu X., Shi Y., Li X., Zhang F., Shi H., Shen J., Xuefang Y. A Novel diverting acid stimulation treatment technique for carbonate reservoirs in China. *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*. Jakarta, Indonesia, August 2009. DOI: <https://doi.org/10.2118/123171-MS>
10. Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Li Y., Yang Y. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208 E, pp. 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770.
11. Alleman D., Qi Q., Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas, February 2003. DOI: 10.2118/80222-MS.
12. 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 engineering*, 2009, vol. 24, pp. 107–116. DOI: 10.2118/107451-PA
13. Yakimova T.S. Self-diverting acid compositions as a method for intensifying oil production in carbonate reservoirs. *Nedropolzovanie*, 2021, no. 4. (In Russ.)
14. Ivanova E.M., Borkhovich S.Yu. Application of self-diverting acid compositions to increase the efficiency of acid treatments of fractured-porous carbonate reservoirs. *Technosphere Management*, 2022, vol. 5, no. 1, pp. 243–261. (In Russ.) DOI: 10.34828/UdSU.2022.58.64.010
15. Ruzin L.M., Morozuk O.A. *Methods for enhancing oil recovery (theory and practice)*. Ukhta, USTU Publ., 2014. 127 p. (In Russ.)
16. Zontov R.E., Mikov A.I., Polyakov I.G., Shipilov A.I. *Hydrochloric acid composition for treatment and decaying of the bottomhole formation zone*. Patent RF no. 2389750C1, 2009. (In Russ.)
17. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 612, pp. 125998.
18. Novikov V.A. *Justification of technological parameters for acid treatments in carbonate reservoirs of oil fields of the Perm region*. Cand. Dis. Perm, 2023. 163 p. (In Russ.)
19. SS 26450.1-85. *Mountain rocks. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation*. Moscow, Publishing house of standards, 1986. 8 p. (In Russ.)
20. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P. S. On the need to study the characteristics of the behavior of hydrocarbons to increase the efficiency of acid treatments of wells. *Territory Neftegaz*, 2016, no. 16, pp. 90–96. (In Russ.)
21. Suchkov B.M. *Oil production from carbonate reservoirs*. Moscow, Izhevsk, Scientific Research Center «Regular and Chaotic Dynamics» Publ., 2005. 688 p. (In Russ.)
22. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 880–890.

Information about the author

Roman A. Vaganov, Researcher, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. RVaganov@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1408-3591>

Vladimir A. Zhigarev, Senior Lecturer, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. VZhigarev@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-5905-6365>

Svetlana S. Kositsyna, Cand. Diss., Assistant Professor, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. SKositsyna@sfu-kras.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7997-9754>

Daniil D. Chernykh, Master's Student, Siberian Federal University, 82, bld. 6, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation. dan.chernyx2010@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0000-0648-7479>

Received: 03.05.2024

Revised: 24.05.2024

Accepted: 28.11.2024