

Л.А. Магадова¹, e-mail: magadova0108@himeko.ru; Д.В. Нуриев¹, e-mail: dinisnuriev@mail.ru

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Перспективные направления работ по интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов

Совершенствование методов солянокислотной обработки скважин, включающее разработку новых высокоэффективных ингибиторов коррозии, не позволяет избежать проблем, связанных с коррозией нефтепромыслового оборудования и последующим внесением в продуктивные пласты значительного количества ионов железа (III). Попадание соединений железа в пластовую систему способствует коагуляции порового пространства и снижению эффективности мероприятий по интенсификации притока.

В статье рассмотрен ряд методов интенсификации, включающих создание реакционной среды непосредственно перед закачкой кислотного состава или получение кислоты в пластовых условиях. Применение данных методов позволяет практически полностью исключить попадание соединений железа в пласт. Установлено, что одним из наиболее перспективных методов повышения эффективности работ по интенсификации притока из карбонатных коллекторов является получение реакционной среды на забое при реакции индивидуальных компонентов, нейтральных по отношению к стальному оборудованию, с их отдельной доставкой по насосно-компрессорной трубе и затрубному пространству. Кислота образуется в результате реакции солей аммония и водного раствора формальдегида (формалина). Реагенты нейтральны по отношению к стальному оборудованию, а содержание железа в них не превышает 0,001 %. За счет применения данных реагентов достигается многократное снижение количества железа, привносимого в пласт.

Проведены лабораторные исследования солей аммония и формалина, направленные на изучение кинетики протекания реакции и растворяющих свойств кислотогенерирующей смеси. По результатам исследований сделаны выводы, позволившие обосновать перспективность развития и применения метода интенсификации притока с получением реакционной среды на забое в результате взаимодействия солей аммония и формальдегида.

Ключевые слова: интенсификация притока, кислотная обработка, соляная кислота, ион железа, кислотогенерирующий состав.

.....

Л.А. Магадова¹, e-mail: magadova0108@himeko.ru; Д.В. Нуриев¹, e-mail: dinisnuriev@mail.ru

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

Upcoming Trends in Work Directions for Intencifying Oil Production from Carbonate Reservoirs

Despite the continuous improvement of the methods of hydrochloric acid treatment, that includes the development of new high-performance corrosion inhibitors, problems associated with corrosion of oilfield equipment and the subsequent introduction of large quantities of iron (III) ions into productive layers can't be avoided. The ingress of iron compounds into the ground formation promotes clogging of pores and efficiency of production stimulation decrease. A number of methods are considered in the article aimed at creating a reaction medium just prior to injection of the acid composition or obtaining an acid in the reservoir conditions. Application of these methods make it practically impossible to eliminate the entry of iron compounds into the formation. In the course of the review it was revealed that one of the most promising methods for increasing the efficiency of work on the production stimulation from carbonate reservoirs is to obtain a reaction medium at the bottom of well by reacting neutral individual components, with their separate delivery along the tubing (tubing) and annular space. The acid is formed by the reaction of ammonium salts and an aqueous solution of formaldehyde (formalin). Said reagents are neutral with respect to steel equipment, and the iron content in the reagents themselves does not exceed 0.001 %. By means of using these reagents, a multiple reduction in the amount of iron introduced into the formation is achieved. In addition, laboratory studies of ammonium and formalin

salts aimed at studying the kinetics of the reaction and determining the dissolving properties of the acid-generating mixture were carried out. The research conclusions made it possible to substantiate the prospects for the development and application of the method of inflow stimulation by producing a reaction medium at the bottom during the reaction of ammonium salts and formaldehyde.

Keywords: inflow stimulation, acid treatment, hydrochloric acid, iron ion, acid-generating mixture.

На сегодняшний день более 50 % извлекаемых запасов нефти сосредоточено в карбонатных коллекторах, однако их выработка осуществляется сравнительно низкими темпами. Для повышения эффективности разработки таких залежей широко внедряются технологии интенсификации притока нефти с применением кислотных составов (КС). Более 80 % всех работ по интенсификации притока из карбонатных коллекторов кислотными составами ведутся с применением соляной кислоты [1–3]. К преимуществам применения солянокислотных составов относятся их низкая стоимость, высокая растворяющая способность по отношению к карбонатам, а также простота реализации технологического процесса. Кроме того, применение различных добавок (поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, различных соединений азота, стабилизаторов ионов железа и др.) и технологических приемов (использование эмульсионных, вспененных КС, сочетание технологий кислотной обработки и ограничения водопритока и др.) позволяет дополнительно повысить эффективность обработок [4].

Несмотря на совершенствование методов солянокислотной обработки, включающее разработку новых высокоэффективных ингибиторов коррозии, не удается полностью избежать проблем, связанных с коррозией нефтепромыслового оборудования и последующим внесением в продуктивные пласты большого количества ионов железа (III). Попадание соединений железа в состав происходит главным образом во время прохождения кислотного состава через насосно-компрессорную

трубу (НКТ). Кроме того, хранение и транспортировка КС в незащищенных стальных емкостях обуславливают дополнительное увеличение содержания соединений железа и в самом КС [3]. В кислой среде ионы железа (III) находятся в стабильном состоянии, но при уменьшении кислотности в процессе растворения карбонатной породы в призабойную зону пласта (ПЗП) выпадают объемные гелеобразные осадки гидрата окиси железа, вызывая вторичную кольматацию. Осадкообразование начинается при $\text{pH} = 1,9$ и продолжается до $\text{pH} = 3,2$ [5]. Каждые 0,2 % привнесенных ионов железа приводят к образованию 4 г/л объемного рыхлого не растворимого в воде осадка [3]. Кроме того, соединения железа (III) при взаимодействии нефти и кислоты после нейтрализации последней способствуют образованию объемных осадков асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и устойчивых водонефтяных эмульсий, что приводит к негативным последствиям при проведении мероприятий по интенсификации притока [5–7]. Поэтому актуальной задачей является поиск путей совершенствования кислотной обработки за счет применения альтернативных кислотных составов и методов.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ

В целях уменьшения количества железа, привносимого в пласт, применяется ряд методов, направленных на создание реакционной среды непосредственно перед закачкой кислотного состава или получение кислоты в пластовых условиях. Для этого применяются различные сухокислотные составы

на основе сульфаминовой кислоты (HSO_3NH_2) [8, 9], но ее применение сильно ограничено вследствие невысокой растворимости в холодной воде, низкой растворяющей способности и высокой стоимости.

Для удаления карбонатных отложений и интенсификации притока также применяются сухокислотные составы на основе продукта реакции азотной кислоты и карбамида – нитрата карбамида ($(\text{NH}_2)_2\text{CO}\cdot\text{HNO}_3$) [10–12]. К таким составам относится реагент нетрол (ТУ 270811564042-98). Реагент выпускается в виде порошка, его сухие гранулы быстро растворяются, не токсичны и удобны для транспортировки. Раствор нетрола не имеет запаха, не летуч, обеспечивает эффективное растворение карбонатных отложений. В то же время обработка с использованием нитрата карбамида связаны с повышенной взрывоопасностью и потому не нашли широкого применения.

Известны составы с применением соединений, которые в условиях высоких пластовых температур подвергаются гидролизу с образованием кислоты в призабойной части пласта. К таким соединениям можно отнести различные соли аммония, соли слабых оснований, сложные эфиры и ангидриды карбоновых кислот [3, 4, 13–15]. Основным преимуществом составов на их основе является повышение проникающей способности кислотного состава вглубь пласта с сохранением высокой реакционной способности. Успешность проведения кислотных обработок сильно зависит от пластовой температуры. Для низкотемпературных карбонатных коллекторов с пластовыми температурами 20–40 °С применение подобных

Ссылка для цитирования (for citation):

Магадова Л.А., Нуриев Д.В. Перспективные направления работ интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 1–2. С. 64–69.

Magadova L.A., Nuriev D.V. Upcoming Trends in Work Directions for Intensifying Oil Production from Carbonate Reservoirs. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2019, No. 1–2, P. 64–69. (In Russian)

Массовая доля ионов железа (III) в пробах товарной формы ингибированной соляной кислоты

Mass concentration of iron ions (III) in commodity samples of inhibited hydrochloric acid

| Номер пробы Sample number | Место отбора пробы Sampling point | Срок хранения Storage life | Материал емкости хранения Storage tanks material | Массовая доля Fe ³⁺ , % Mass concentration Fe ³⁺ , % |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Производитель Producer | – | – | 0,021 |
| 2 | Химбаза нефтесервисного предприятия A chemical depot of an oil service enterprise | 1 мес 1 month | Сталь с антикоррозионным покрытием Steel with an anticorrosive coating | 0,107 |
| 3 | | 3 мес 3 months | | 0,261 |
| 4 | Автоцистерна Tank truck | – | | 0,382 |

кислотогенерирующих соединений не эффективно из-за низкой степени гидролиза и, как следствие, недостаточной растворяющей способности составов.

В последнее время нашли применение, особенно за рубежом, способы интенсификации притока, основанные на ферментативном расщеплении сложных эфиров с последующей генерацией кислоты в самом пласте (*in situ*) [16–20]. Применение метода ферментативного расщепления позволяет получать кислоту в широком диапазоне температур, обеспечивает глубокое проникновение кислоты в пласт и полностью исключает вторичное осадкообразование. Недостатком данного метода для отечественной промышленности является дефицит и высокая стоимость ферментов (энзимов) для проведения работ по интенсификации притока.

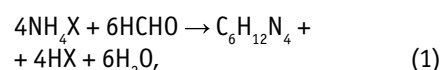
Одним из наиболее перспективных методов повышения эффективности работ по интенсификации притока из карбонатных коллекторов является получение реакционной среды на забое при реакции индивидуальных компонентов с их отдельной доставкой по НКТ и затрубному пространству. При таком способе большая часть кислоты генерируется уже после проникновения композиции в матрицу породы, что обеспечивает равномерность обработки и эффективную стимуляцию притока из низкопроницаемой части пласта. Несмотря на то, что эффективность подобных составов отмечалась рядом авторов [3, 4, 21], особенно для высокотемпературных карбонатных пластов, в литературе практически полностью

отсутствуют данные о промышленном применении кислотогенерирующих бинарных смесей. Известно о применении смеси формалина и хлористого аммония на нагнетательной скважине месторождения Озек-Суат (Нефтекумский р-н Ставропольского края) [21]. Предшествующие обработки традиционными кислотными составами давали лишь кратковременный эффект. После испытания указанного состава получено кратное увеличение приемистости скважины с сохранением технологического эффекта в течение года. Есть информация об аналогичных отечественных и зарубежных составах для генерации кислоты на забое [22, 23], но данные об их промышленном внедрении для обработки добывающих скважин отсутствуют.

РАЗРАБОТКА КИСЛОТОГЕНЕРИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ

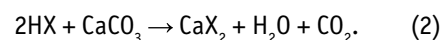
Изложенное позволило авторскому коллективу сформулировать направление исследований по разработке нового кислотогенерирующего состава на основе бинарных смесей для интенсификации притока нефти из низкотемпературных карбонатных пластов в целях обоснования перспективы промышленного применения. Для этого были проведены лабораторные исследования по получению кислоты, эффективно растворяющей карбонатные отложения, в результате реакции самостоятельных химических реагентов, практически нейтральных по отношению к металлу и карбонатным породам. В качестве основы кислотной композиции была взята смесь солей аммония

и формалина, обеспечивающая при взаимодействии компонентов образование кислоты:



где X – кислотный остаток.

Образующаяся в ходе реакции (1) кислота HX вступает в реакцию с карбонатной породой с образованием растворимых в воде солей кальция:



Для приготовления состава использовали промышленно выпускаемые химические продукты:

- формалин, выпускаемый по стандарту [24], содержание железа – не более 5 млн⁻¹;

- соли аммония – бесцветные кристаллы, хорошо растворимые в воде, содержание железа не превышает 10 млн⁻¹.

Для оценки коррозионного воздействия кислотогенерирующего состава на нефтепромысловое оборудование была проведена серия экспериментов по выдержке стальных пластин в растворах формалина и солей аммония в течение 24 ч при температуре 20 °С. По потере массы пластин оценивали скорость коррозии стали.

Реакция по формуле (1) является обратимой, при этом расход кислоты HX на растворение карбонатной породы по формуле (2) будет смещать равновесие в сторону продуктов реакции, что обеспечит равномерное расходование кислоты при продвижении состава вглубь пласта. В результате реагирующий раствор будет оказывать более

длительное воздействие по сравнению с растворами сильных кислот.

Исследования кинетики протекания реакции (1) проводились путем определения динамики изменения показателя водородных ионов (pH) во времени при различных концентрациях реагентов в композиции со стехиометрическим составом при температуре 20 °С.

Растворяющие свойства кислотогенерирующего состава оценивались по скорости растворения карбоната кальция и растворяющей способности композиции гравиметрическим методом [25]. Для этого проводились исследования динамики растворения мраморных кубиков (содержание CaCO_3 – 99,7 %) в кислотных составах. Также были проведены исследования по определению содержания ионов железа в пробах товарной формы ингибированной соляной кислоты. Исследования проводили в следующей последовательности: осаждение гидроксида железа (III) из раствора кислоты, фильтрование осадка с последующим прокаливанием до получения оксида железа, определение массы осадка и пересчет на массовую долю ионов железа Fe^{3+} .

В результате исследований по определению содержания ионов железа в пробах товарной формы ингибированной соляной кислоты выявлено, что массовая доля ионов железа в различных пробах товарной формы ингибированной соляной кислоты находится в пределах 0,021–0,382 % в зависимости от срока и качества ее хранения (табл.). Это свидетельствует о том, что, несмотря на применение антикоррозионных покрытий и ингибиторов коррозии, происходит постепенное увеличение содержания железа (III) в товарной форме ингибированной соляной кислоты.

В то же время после выдержки стальных пластин (без антикоррозионного покрытия) в растворах формалина и солей аммония их масса практически не изменилась, что свидетельствует о полной инертности этих растворов по отношению к металлу. Следовательно, при приготовлении и закачке компонентов кислотогенерирующего состава не будет происходить коррозии сталь-

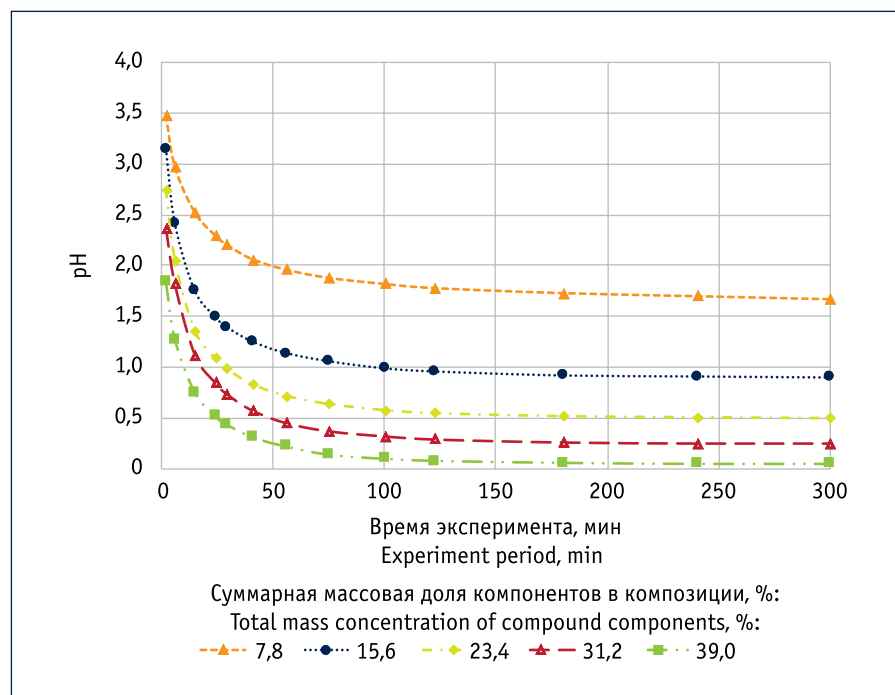


Рис. 1. Динамика изменения pH при различных концентрациях компонентов в композиции при температуре 20 °С

Fig. 1. pH time history at different concentrations of components in a solution at 20 °С

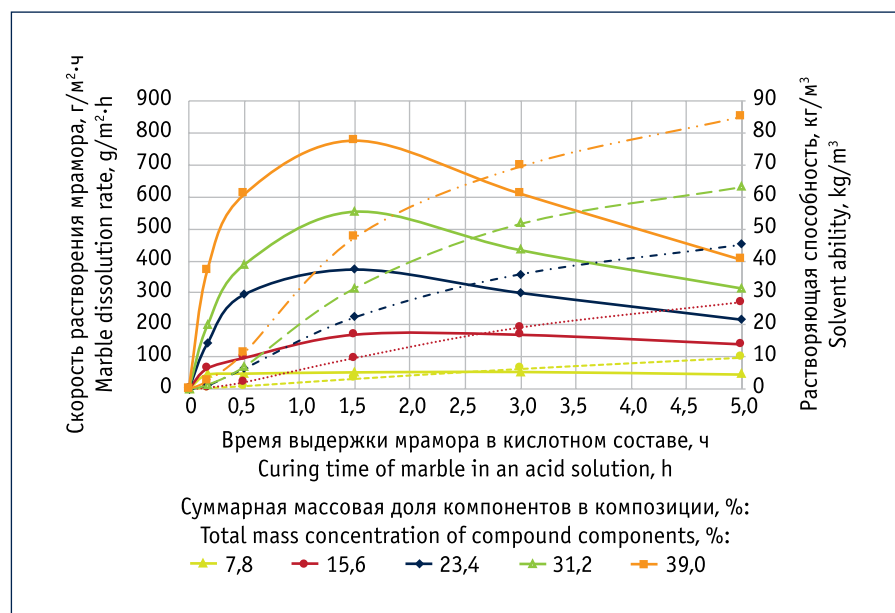


Рис. 2. Динамика растворения мрамора при различных концентрациях компонентов в композиции при температуре 20 °С

Fig. 2. Dynamics of marble dissolution at different concentrations of compound components and at the temperature of 20 °С

ных покрытий и попадания соединений железа в пласт.

Результаты определения динамики изменения показателя водородных ионов (pH) во времени при различных концентрациях реагентов в композиции

со стехиометрическим составом при температуре 20 °С представлены на рис. 1.

Из рис. 1 следует, что время достижения химического равновесия (время установления постоянного значения pH)

практически не зависит от начальной концентрации реагентов и составляет не менее 100 мин. Следовательно, при проведении технологического процесса по интенсификации притока концентрации кислоты будет достигать максимального значения непосредственно в пласте, что обеспечит более глубокую обработку матрицы породы.

Результаты определения скорости растворения карбоната кальция и растворяющей способности композиции гравиметрическим методом при температуре 20 °С представлены на рис. 2. По представленным на рисунке данным видно, что скорость растворения мрамора в композиции при температуре 20 °С не превышает 800 г/(м²·ч). Максимальное значение скорости растворения достигается только через 1,5 ч, после чего резкого снижения скорости не происходит. При этом наблюдается равномерное увеличение растворяю-

щей способности, что свидетельствует о пролонгированном действии композиции в широком диапазоне концентраций.

Таким образом, можно заключить, что применение композиции для получения кислоты на забое обеспечит глубокое проникновение кислоты в пласт с сохранением реакционной способности.

Выводы

Перспективным направлением развития работ по интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов является применение кислотогенерирующих составов на основе формалина и солей аммония, обеспечивающих образование кислоты непосредственно на забое скважины.

Применение указанных компонентов состава позволяет полностью исключить негативные последствия от внесения солей железа в продуктивный пласт.

Отсутствие коррозионного воздействия на металл позволит осуществить обработку пласта путем закачки больших объемов компонентов состава без коррозионного разрушения промышленного оборудования.

При смешении компонентов состава для получения кислоты на забое происходит постепенное генерирование кислоты, эффективно растворяющей карбонаты, что обеспечит глубокое проникновение состава с сохранением реакционной способности.

Таким образом, обоснована перспективность исследований методов интенсификации с применением кислотогенерирующих составов. Требуется проведение дальнейших исследований, направленных на изучение поверхностных явлений, сопровождающих проникновение составов вглубь пласта, понимание сути которых необходимо для успешной реализации технологического процесса.

Литература:

1. Глушенко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 52 с.
2. Economides M., Hill A., Ehlig-Economides C. Petroleum Production Systems. New Jersey: PTR Prentice Hall, 1994. 611 p.
3. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 711 с.
4. Глушенко В.Н., Силян М.А. Нефтепромысловая химия: В 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
5. Фоломеев А.Е., Вахрушев А.С., Михайлов А.Г. Об оптимизации кислотных составов для применения в геолого-технологических условиях месторождений ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 108–112.
6. Многофункциональный кислотный состав (МКС): пат. 2451054 Российская Федерация, МПК С09К 8/74 / И.М. Галимов; заявитель и патентообладатель ЗАО «НПП «НефтеСервисКомплект»; № 2010152459/03; заявл. 22.12.2010; опубл. 20.05.2012, Бюл. № 14, 8 с.
7. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 4. С. 90–96.
8. Шаров В.Н., Гусев В.И. Оператор по химической обработке скважин. М.: Недра, 1983. 145 с.
9. Амиан В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М.: Недра, 1970. 280 с.
10. Твердая основа состава для кислотной обработки призабойной зоны пласта: пат. 2257467 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/27 / Л.В. Казакова, А.И. Миков, Т.В. Чабина и др.; заявитель и патентообладатель ЗАО «ПОЛИЭКС»; № 2004105615/03; заявл. 24.02.2004; опубл. 27.07.2005, Бюл. № 21. 9 с.
11. Состав для повышения нефтеотдачи пластов (варианты): пат. 2529351 Российская Федерация, МПК С09К 8/74 / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева и др.; заявитель и патентообладатель ФГБУН «ИХН СО РАН», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; № 2013107870/03; заявл. 21.02.2013; опубл. 27.09.2014, Бюл. № 27. 10 с.
12. Композиция на основе нитрата карбамида с повышенной растворимостью и способ повышения растворимости нитрата карбамида: пат. 2468074 Российская Федерация, МПК С11Д 7/32, С09К 8/528 / В.В. Бовт, А.И. Миков; заявитель и патентообладатель Бовт В.В.; № 2011112097/04; заявл. 30.03.2011; опубл. 27.11.2012, Бюл. № 33. 8 с.
13. Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Мухин М.М. и др. Интенсифицирующие составы для обработки высокотемпературных карбонатных коллекторов на основе эфиров карбоновых кислот // Материалы VII Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. С. 32–33.
14. Силян М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. Сухокислотная композиция для интенсификации нефтедобычи низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 2. С. 38–41.
15. Халадов А.Ш. Современные представления существующих методов воздействия на призабойную зону высокотемпературного пласта в глубоких скважинах // Вопросы современной науки и практики. 2008. № 1. С. 109–118.
16. Acidizing Underground Reservoirs: patent 5678632 USA, Int. Cl. E21B 43/27 / Vivian Moses, Ralph Harris; patent holder Cleansorb Limited (United Kingdom); No. 537693; appl. 28.02.1996; publ. 21.10.1997.
17. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А. и др. Лабораторные испытания кислотогенерирующего состава DEEPA // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 14. С. 18–31.
18. Способ кислотной обработки подземных пластов: пат. 2122633 Российская Федерация, МПК Е21В43/27, Е21В37/06, С12N9/20 / В. Моузес, Р. Харрис; заявитель и патентообладатель «Клинсбор Лимитед» (Великобритания); № 95122158/03; заявл. 29.04.1994; опубл. 27.11.1998, Бюл. № 33.
19. McKay I.D., Harris R.E. Use of Enzymes for the In-Situ Generation of Well Treatment Chemicals // Proceedings of the meeting "Chemistry in the Oil Industry VII". Cambridge: Royal Society of Chemistry, 2001. P. 67–82.
20. Kelland M. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. 2nd edition. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2014. 412 p.
21. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. М.: Недра, 1975. 264 с.

22. Твердая основа для кислотного состава и состав для обработки призабойной зоны карбонатного пласта: пат. 2394062 Российская Федерация, МПК C09K 8/72 / А.Р. Кадырова, Ю.В. Баранов, Т.Л. Гоголашвили, Н.А. Лебедев; патентообладатель ОАО «НИИнефтепромхим»; № 2009116325/03; заявл. 28.04.2009; опубл. 10.07.2010, Бюл. № 19. 7 с.
23. Method of Acidizing Wells: patent 3157232 USA / J. Ramos, H. McLaughlin, R. Koch; patent holder Halliburton Company; No. 117838; appl. 19.06.1961; publ. 17.11.1964.
24. ГОСТ 1625-89 (СТ СЭВ 2337-80). Формалин технический. Технические условия [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200019626> (дата обращения: 28.01.2019).
25. Подопригора Д.Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенной карбонатностью: дисс. ... канд. техн. наук. СПб.: С.-Петербург. гос. гор. ун-т, 2016. 123 с.

References:

1. Glushchenko V.N., Pozdeyev O.V. On Effectiveness Increase of Acid Solutions for Well Treatment. Moscow, All-Russian Scientific Research Institute for Organization of the Management and Economics of the Oil and Gas Industry, 1992, 52 p. (In Russian)
2. Economides M., Hill A., Ehlig-Economides C. Petroleum Production Systems. New Jersey, PTR Prentice Hall, 1994, 611 p.
3. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Process Liquids and Mixtures to Increase Production from Oil and Gas Wells. Moscow, Nedra-Business Centre LLC, 2004, 711 p. (In Russian)
4. Glushchenko V.N., Silin M.A. Oil Field Chemistry. In 5 vol. Vol. 4. Acid Treatment of Wells. Moscow, Interkontakt Nauka, 2010, 703 p. (In Russian)
5. Folomeev A.E., Vakhrushev A.S., Mikhaylov A.G. On the Optimization of Acid Compositions for Geotechnical Conditions of Oilfields of Joint-Stock Oil Company "Bashneft". Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2013, No. 11, P. 108–112. (In Russian)
6. A multifunctional Acid Solution (MAS): patent 2451054 Russian Federation, IPC C09K 8/74. Author – I.M. Galimov; applicant and patent holder – Research and Production Enterprise "NefteServisKomplekt" CJSC; No. 2010152459/03; applied December 22, 2010; published May 20, 2012; Bulletin No. 14, 8 p. (In Russian)
7. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P.S. About Reliance on Analysis of Hydrocarbon's Behavior for Improvement of the Acidizing Effectiveness. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2016, No. 4, P. 90–96. (In Russian)
8. Sharov V.N., Gusev V.I. An Operator in Chemical Treatment of Wells. Moscow, Nedra, 1983, 145 p. (In Russian)
9. Amiyan V.A., Ugolev V.S. Physical and Chemical Methods for Increased Oil Production. Moscow, Nedra, 1970, 280 p. (In Russian)
10. Solid Solution Basis for Bottomhole Acidizing: patent 2257467 Russian Federation, IPC E21B 43/27. Authors – L.V. Kazakova, A.I. Mikov, T.V. Chabina, et.al.; applicant and patent holder – POLYEX CJSC; No. 2004105615/03; applied February 24, 2004; published July 27, 2005; Bulletin No. 21, 9 p. (In Russian)
11. Solutions for Increased Oil Recovery (Versions): patent 2529351 Russian Federation, IPC C09K 8/74. Authors – L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasieva, et.al.; applicant and patent holder – Federal Publicly Funded Institution of Science "Institute of Chemistry" of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, LUKOIL-Engineering LLC; No. 2013107870/03; applied February 21, 2013; published September 27, 2014; Bulletin No. 27, 10 p. (In Russian)
12. The Carbamide Nitrate-Based Composition of Increased Solubility and the Carbamide Nitrate Increased Solubility Technique: patent 2468074 Russian Federation, IPC C11D 7/32, C09K 8/528. Authors – V.V. Bovt, A.I. Mikov; applicant and patentholder – V.V. Bovt; No. 2011112097/04; applied March 30, 2011; published November 27, 2012; Bulletin No. 33, 8 p. (In Russian)
13. Magadova L.A., Pakhomov M.D., Mukhin M.M., et.al. Intensifying Solutions based on Carboxylic Acid Ethers to treat High Temperature Carbonate Reservoirs. In: Materials of VII All-Russian theoretical and practical Conference "Oil Field Chemistry". Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, P. 32–33. (In Russian)
14. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A. Dry Acid Composition for Stimulation of Low Permeable Terrigenous Formations with High Carbonate Content. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2011, No. 2, P. 38–41. (In Russian)
15. Khaladov A.Sh. Current Concepts of Existing Stimulation Techniques for Bottomholes in High-Temperature Formations of Deep Wells. Voprosy sovremennoi nauki i praktiki. Universitet Vernadskogo = Problems of Contemporary Science and Practice. Vernadsky University, 2008, No. 1, P. 109–118. (In Russian)
16. Acidizing Underground Reservoirs: patent 5678632 USA, Int. Cl. E21B 43/27. Authors – Vivian Moses, Ralph Harris; patent holder – Cleansorb Limited (United Kingdom); No. 537693; applied February 28, 1996; published October 21, 1997.
17. Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., et al. Laboratory Tests of DEEPA Acid-Generating Compound. Vestnik PNIPIU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPIU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2015, No. 14, P. 18–31. (In Russian)
18. Acidizing of Underground Formations: patent 2122633 Russian Federation, IPC E21B43/27, E21B37/06, C12N9/20. Authors – V. Mouzes, R. Harris; applicant and patent holder – Cleansorb Limited (Great Britain); No. 95122158/03; applied April 29, 1994; published November 27, 1998; Bulletin No. 33.
19. McKay I.D., Harris R.E. Use of Enzymes for the In-Situ Generation of Well Treatment Chemicals. In: Proceedings of the meeting "Chemistry in the Oil Industry VII". Cambridge, Royal Society of Chemistry, 2001, P. 67–82.
20. Kelland M. Production Chemicals for the Oil and Gas Industry. 2nd edition. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2014. 412 p.
21. Abdulin F.S. Increase of Well Production Capacity. Moscow, Nedra, 1975, 264 p. (In Russian)
22. A Solid Base for an Acid Solution and a Bottomhole Acidizing Solution for a Carbonate Formation: patent 2394062 Russian Federation, IPC C09K 8/72. Authors – A.R. Kadyrova, Yu.V. Baranov, T.L. Gogolashvili, N.A. Lebedev; patent holder – NIIneftepromchim OJSC; No. 2009116325/03; applied April 28, 2009; published July 10, 2010; Bulletin No. 19, 7 p. (In Russian)
23. Method of Acidizing Wells: patent 3157232 USA. Authors – J. Ramos, H. McLaughlin, R. Koch; patent holder – Halliburton Company; No. 117838; applied June 19, 1961; published November 17, 1964.
24. State Standard (GOST) 1625-89 (CMEA Standard 2337-80). Formalin for Industrial Use. Specifications [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200019626> (access date – January 28, 2019). (In Russian)
25. Podoprigora D.G. Substantiation of the Acidizing Technology in High Temperature Low Permeable Terrigenous Deposits of Increased Carbonate Presence. Ph.D. thesis in Engineering Science. Saint-Petersburg, Saint-Petersburg State Mining University, 2016, 123 p. (In Russian)