



УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021



## Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов

В.А. Новиков

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

### Method for Forecasting the Efficiency of Matrix Acid Treatment of Carbonate

Vladimir A. Novikov

PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 17.01.2021. Принята / Accepted: 30.04.2021. Опубликовано / Published: 01.07.2021

#### Ключевые слова:

кислотная обработка, кислотное воздействие, методы интенсификации притока, геолого-технические мероприятия, карбонатный коллектор, пустотное пространство, червоточина, кислотный состав, нефтяные месторождения, геолого-физические факторы, продолжительность выдержки, расход кислоты, скорость закачки, образцы керна, рентгеновская томография, фильтрационные эксперименты, комплексная методика, пошаговый регрессионный анализ.

#### Keywords:

acidizing, acid treatment, stimulation methods, geological and technical measures, carbonate reservoir, void space, wormhole, acid composition, oil fields, geological and physical factors, exposure time, acid consumption, injection rate, core samples, X-ray tomography, filtration experiments, complex technique, stepwise regression analysis.

В международной практике разработки месторождений углеводородного сырья одним из наиболее распространенных методов воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации притока является кислотная обработка. Несмотря на значительный накопленный опыт, предприятия-недропользователи все чаще сталкиваются со снижением плановых и фактических приростов дебитов после данного рода мероприятий, что обусловлено как ухудшением состояния ресурсной базы, так и принятием ошибочных решений при их проектировании. Необходимо научное обоснование дизайна кислотных обработок с учетом индивидуальных условий скважин и предварительной оценкой их эффективности для снижения технологических и экономических рисков. В настоящем исследовании представлена методика прогнозирования результата кислотного воздействия на пласт на основе многофакторного регрессионного анализа и лабораторных исследований на образцах горной породы, проведена ее апробация на примере карбонатного эксплуатационного объекта нефтяного месторождения Пермского края. Полученные статистические зависимости позволили с высокой точностью определить потенциальную успешность запланированных геолого-технических мероприятий, дать рекомендации по их корректировке для достижения целевых показателей. В ходе лабораторных экспериментов выделены оптимальные технологические параметры воздействия: установлена перспективность многообъемных кислотных обработок при исключении этапа выдержки кислоты на реакцию. Комплексирование результатов математического и физического моделирования предоставило возможность выбрать необходимый дизайн кислотных обработок применительно к рассматриваемым геолого-физическим условиям и оценить их ожидаемую технологическую эффективность. Разработанная методика может использоваться для ранжирования скважин-кандидатов, формирования и корректировки адресных программ геолого-технических мероприятий на краткосрочный и долгосрочный периоды, определения технологии воздействия. Описанный алгоритм может успешно тиражироваться на другие месторождения.

In the international practice of developing hydrocarbon fields, one of the most common methods of influencing the bottomhole formation zone to stimulate the inflow is acid treatment. Despite the significant accumulated experience, subsoil users increasingly face with a decrease in planned and actual increases in production rates after this type of measures, which is due to both the deterioration of the resource base and the adoption of erroneous decisions during their design. It is necessary to scientifically substantiate the design of acid treatments, taking into account individual well conditions and a preliminary assessment of their effectiveness to reduce technological and economic risks. This study presents a method for predicting the result of acid stimulation on the formation based on multivariate regression analysis and laboratory studies on rock samples. Its approbation was carried out on the example of a carbonate production facility of an oil field in the Perm Krai. The obtained statistical dependencies made it possible to determine with high accuracy the potential success of the planned geological and technical measures, to give recommendations on their adjustment to achieve the target indicators. In the course of laboratory experiments, the optimal technological parameters of the impact were identified: the prospects of multi-volume acid treatments were established with the exclusion of the stage of acid aging for the reaction. The integration of the results of mathematical and physical modeling made it possible to select the required design of acid treatments in relation to the considered geological and physical conditions and assess their expected technological efficiency. The developed technique can be used to rank candidate wells, form and adjust targeted programs for geological and technical measures for short and long term periods, and determine the stimulation technology. The described algorithm can be successfully replicated to other fields.

**Новиков Владимир Андреевич** – инженер первой категории отдела проектирования и мониторинга разработки Осинской и Кунгурской группы месторождений (тел.: +007 919 498 93 67, e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

**Vladimir A. Novikov** (Author ID in Scopus: 57219352649) – 1st category Engineer of the Division of Development Monitoring and Design of the Osinskaya and Kungurskaya group of fields (tel.: +007 919 498 93 67, e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Новиков В.А. Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.137–143. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.6

Please cite this article in English as:

Novikov V.A. Method for Forecasting the Efficiency of Matrix Acid Treatment of Carbonate. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.3, pp.137-143. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.6

**Введение**

Более 60 % остаточных извлекаемых запасов нефти на территории Пермского края относятся к карбонатным отложениям. В данных условиях одним из наиболее распространенных методов воздействия на пласт является кислотная обработка (КО), представляющая собой процесс формирования каналов различной геометрии и направленности, обеспечивающих изменение размеров пустот в горной породе и, как следствие, проницаемости [1–9].

Первое подобное мероприятие проведено в 1895 г., когда американская организация Ohio Oil Company выполнила работы по закачке соляной кислоты в скважины, эксплуатирующие карбонатные продуктивные пласты, что в результате привело не только к увеличению уровня добычи сырья, но и к коррозионному разрушению эксплуатационных колонн [10]. Дальнейший опыт использования метода датируется 1931 г., чему способствовало открытие ингибирующих свойств мышьяка для снижения активности водных растворов кислот [11]. Главным достоинством кислотных обработок перед другими существующими технологиями (в частности гидравлическим разрывом пласта) является более широкая область применения при меньших финансовых затратах.

Несмотря на многолетний практический опыт, нефтедобывающие предприятия все чаще сталкиваются со снижением плановых и фактических приростов дебитов после обработки призабойной зоны кислотными составами, что обусловлено совокупным влиянием факторов геолого-физического и технологического характера. К первой группе факторов ученые и специалисты относят условия протекания процессов фильтрации: состав и свойства горных пород-коллекторов и флюидов, пластовое давление и температуру [12–17], ко второй – продолжительность этапа выдержки кислотного состава, скорость и давление закачки раствора в пласт [18–23]. Геологические характеристики определяются условиями осадконакопления в ходе формирования залежи, поэтому возможность их регулирования достаточно ограничена, а часто – невозможна. В связи с этим целесообразным представляется обоснование оптимального дизайна кислотной обработки с учетом индивидуальных свойств околоскважинных зон и оценки эффективности воздействия еще на стадии проектирования для снижения экономических и технологических рисков.

Для прогнозирования результата геолого-технических мероприятий (ГТМ) в основном используются гидродинамические симуляторы [24]. Их достоинством является возможность оценки воздействия в условиях интерференции скважин и наиболее полный учет геологического строения пласта. Тем не менее моделирование обработки призабойной зоны (ОПЗ) ввиду отсутствия специальных ключевых слов основано на «ручном» изменении скин-фактора или сообщаемости пласта, диапазон изменения которых задается на основе геолого-промыслового анализа. При этом накопленная добыча нефти может отклоняться как в сторону завышения, так и занижения, что в дальнейшем не позволяет однозначно принимать решение по реализации мероприятия.

Другим распространенным подходом для определения эффективности кислотных обработок является использование удельного коэффициента продуктивности, полученного на основании исторических мероприятий в схожих геолого-физических условиях [25]. Данный аналитический метод позволяет оперативно рассчитать прирост дебита жидкости при наличии соответствующей базы данных, но его точность невысока, так как различные факторы, сопровождающие процесс воздействия, в достаточной мере не рассматриваются.

Кроме того, вышеуказанные методы не позволяют учесть технологические параметры кислотных обработок, в том числе тип рабочего агента, что становится возможным при совместном применении методов математической статистики и лабораторных экспериментов на керне.

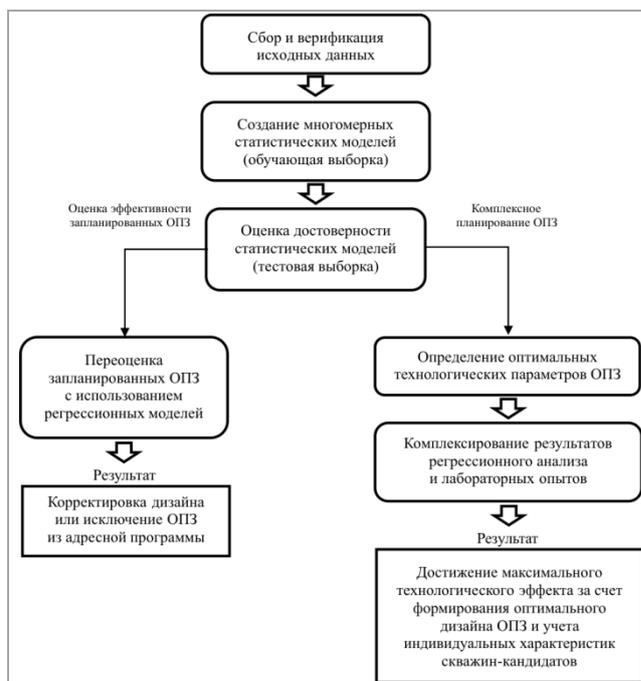


Рис. 1. Алгоритм и область применения методики для прогнозирования эффективности ОПЗ

В настоящем исследовании представлена разработанная комплексная методика прогнозирования результата кислотного воздействия на пласт на основе многофакторного регрессионного анализа и лабораторных исследований на образцах горной породы (рис. 1). Апробация алгоритма выполнена на примере карбонатного эксплуатационного объекта месторождения Пермского края, на котором проведено значительное количество кислотных обработок – как простых, так и в сочетании с методами вторичного вскрытия.

**Геолого-физическая характеристика объекта исследования**

Исследуемый нефтяной пласт имеет сложное геологическое строение, сопровождающееся сильной неоднородностью по разрезу (коэффициент расчлененности – 4,7 доли ед., коэффициент песчаности – 0,35 доли ед.) и достаточно низкой проницаемостью ( $21 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Отложения представлены известняками мелко-, средне- и крупнокристаллическими с примазками глинистого материала, преобладают детритово-стуктовые и детритово-комковато-стуктовые прослои. Цемент кальцитовый, порового и регенерационного типов. Нефть легкая (плотность – 734 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (1,2 мПа·с), парафинистая (3,2 %), смолистая (10,1 %), сернистая (0,6 %). Энергетическое состояние залежи удовлетворительное: текущее пластовое давление составляет 16,7 МПа при начальном значении 18,1 МПа и давлении насыщения нефти газом 7,9 МПа.

Структура пустотного пространства горной породы может определять эффективность химического воздействия [26–30]. В связи с этим проведены специальные исследования образцов керна с привлечением рентгеновской томографии (рис. 2). Установлено, что тип пустотного пространства коллектора – пористо-кавернозный, что является осложняющим фактором при реализации кислотных обработок.

Повышенное содержание доломита и нерастворимых минералов в составе горной породы может негативно влиять на результат химического воздействия, а именно приводить к коагуляции пустот продуктами реакции [14, 26, 31]. В связи с этим исследован компонентный состав горной породы на карбонатомере КМ-04М. Для повышения достоверности результатов проведено 20 опытов, по результатам которых отмечено, что отложения преимущественно представлены кальцитом или известняком

Таблица 1

Корреляционная матрица геолого-физических и технологических показателей, определяющих эффективность ОПЗ

Показатель	$\Delta q$	$w$	$K_{ПЗП}$	$K_{УЗП}$	$P_{пл}/P_{нас}$	$q_0$	$P_{заб}/P_{нас}$	$q_{КС}$	$P_{зак}$	$V_{зак}$
$\Delta q$	1,00	-0,33*	-0,33*	-0,30*	0,14	0,61*	-0,03	0,74*	-0,04	-0,23
$w$		1,00	-0,03	0,05	-0,03	-0,31*	-0,14	-0,26	0,03	0,13
$K_{ПЗП}$			1,00	0,81*	0,02	-0,08	0,17	-0,15	0,03	-0,10
$K_{УЗП}$				1,00	0,01	-0,12	0,21	-0,11	0,11	-0,06
$P_{пл}/P_{нас}$					1,00	0,06	0,63*	0,15	0,48*	-0,24
$q_0$						1,00	-0,05	0,58*	-0,13	-0,16
$P_{заб}/P_{нас}$							1,00	-0,09	0,22	-0,12
$q_{КС}$								1,00	-0,04	0,04
$P_{зак}$									1,00	-0,25
$V_{зак}$										1,00

Примечание: \* – статистически значимая корреляционная связь.

(96,2 %), а содержание доломита и нерастворимых минералов (кварц и аргиллит) невысокое – 0,3 и 3,5 % соответственно.

**Разработка статистических моделей для прогноза эффективности кислотных обработок**

Для создания статистических моделей рассмотрены проведенные мероприятия с кислотным воздействием, стимулирующие вскрытые пропластки, а именно простая кислотная обработка (31 скважино-операция) и ее сочетание с повторной перфорацией (25 скважино-операций). Во всех случаях использовался один рабочий агент – 14%-ный водный раствор соляной кислоты с ингибитором коррозии и другими высокоэффективными добавками.

Привлечены геолого-физические и технологические показатели, которые теоретически могут оказать влияние на результат кислотной обработки: проницаемость призабойной и удаленной зон пласта ( $K_{ПЗП}$  и  $K_{УЗП}$ , мкм<sup>2</sup>); обводненность ( $w$ , %); отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения нефти газом ( $P_{пл}/P_{нас}$  и  $P_{заб}/P_{нас}$ , доли ед.); удельный дебит нефти до остановки скважины на ремонт ( $q_0$ , т/(сут·м)); удельный расход кислоты ( $q_{КС}$ , м<sup>3</sup>/м); давление закачки ( $P_{зак}$ , МПа); скорость закачки ( $V_{зак}$ , м<sup>3</sup>/ч); продолжительность выдержки на реакцию ( $T_p$ , ч). В качестве показателя эффективности воздействия принят удельный прирост дебита нефти после мероприятия ( $\Delta q$ , т/(сут·м)).

Изначально рассмотрена полная выборка без подразделения мероприятий на кислотные обработки с реперфорацией и без нее. Оценка показателей произведена с использованием коэффициента корреляции Пирсона  $r$  при уровне значимости  $p$ , равном 0,05 (табл. 1). Продолжительность выдержки кислоты на реакцию не включена в матрицу в связи с дискретностью значений (4–6 ч).

Наблюдается статистически значимое влияние фильтрационных характеристик пласта и расхода кислоты на удельный прирост дебита нефти, также некоторые изучаемые элементы хорошо коррелируют между собой. На основании этого с применением пошагового регрессионного анализа [32–34] построена многомерная модель (1):

$$\Delta q^{M1} = 0,057 \cdot q_{КС} + 0,166 \cdot q_0 - 2,090 \cdot K_{ПЗП} - 0,004 \cdot w + 0,313 \quad (1)$$

$$(r = 0,81; p < 0,05).$$

Сопоставление модельных ( $\Delta q^M$ ) и фактических ( $\Delta q^p$ ) величин представлено на рис. 3, а. Средняя погрешность составила 0,138 т/(сут·м). При значении фактического удельного прироста дебита нефти более 1,0 т/(сут·м) корреляционное поле неоднородно, что, вероятно, связано с какими-либо неучтенными факторами, в частности методом воздействия на пласт.

В связи с этим по аналогии получены регрессионные уравнения для простой кислотной обработки (2) и с повторной перфорацией (3):

$$\Delta q^{M2} = 0,059 \cdot q_{КС} - 2,987 \cdot K_{ПЗП} + 0,150 \cdot q_0 - 0,006 \cdot w - 0,025 \cdot V_{зак} + 0,544 \quad (2)$$

$$(r = 0,91; p < 0,05);$$

$$\Delta q^{M3} = 0,113 \cdot q_{КС} - 2,779 \cdot K_{УЗП} - 0,053 \cdot V_{зак} - 0,011 \cdot P_{зак} + 0,538 \quad (3)$$

$$(r = 0,72; p < 0,05).$$

Модельные и фактические показатели хорошо коррелируют между собой ( $r = 0,72-0,91$ ), что можно видеть на рис. 3, б.

Учет технологии мероприятия позволил снизить абсолютную погрешность до 0,114 т/(сут·м), или на 17,4 % относительно уравнения для полной выборки данных (1), что говорит об увеличении качества прогноза. Более подробно с алгоритмом построения расчетных многомерных моделей можно ознакомиться в работе [35].

**Оценка достоверности регрессионных моделей и их применение для определения эффективности геолого-технических мероприятий**

Для оценки достоверности разработанных статистических зависимостей и возможности их применения на практике привлечены дополнительные фактически проведенные геолого-технические мероприятия, так называемая тестовая выборка: по четыре скважины для простой обработки и реперфорации с последующей закачкой кислоты (рис. 4, а).

Абсолютный прирост дебита нефти после обработки определялся произведением модельной удельной величины показателя эффективности на обработанную кислотой нефтенасыщенную толщину пласта. Под плановым значением прироста дебита нефти понимается его величина, определенная аналитическими методами (через удельный коэффициент продуктивности), под прогнозным значением – с помощью уравнений регрессии (2) и (3).

Сопоставление результатов расчетных и фактических величин прироста дебита нефти после кислотных обработок на рассмотренных скважинах показало, что абсолютная погрешность измерений изменяется в пределах от -0,9 до 0,3 т/сут, относительная – от -12,5 до 6,8 % (точность прогноза 87,5–93,2 %). Высокая сходимость модельных и фактических значений показателя технологической эффективности позволяет использовать разработанные уравнения для оценки перспективности проведения мероприятий с кислотным воздействием в индивидуальных геолого-физических условиях скважин.

Следующим шагом стала оценка эффективности кислотных обработок, включенных в адресную программу геолого-технических мероприятий, с применением статистических зависимостей. Всего рассмотрено 12 скважино-операций на рассматриваемом объекте и его аналогах. По результатам расчетов установлено, что успешность простых кислотных обработок составит 75 %, с повторной перфорацией – 87,5 % (рис. 4, б).

Для достижения запланированного прироста дебита нефти в случае простой кислотной обработки (скважина № 2) рекомендуется рассмотреть возможность увеличения объема

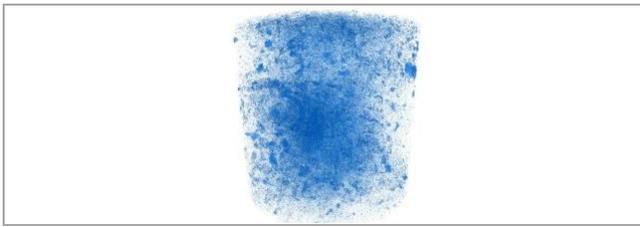


Рис. 2. 3D-модель образца ядра, полученная методом рентгеновской томографии

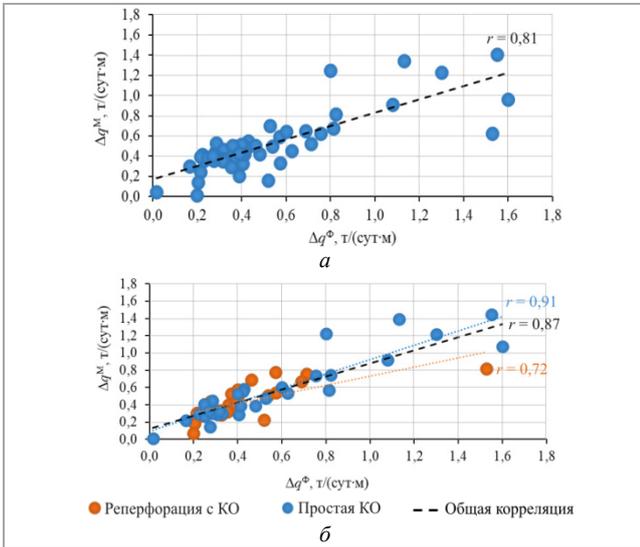


Рис. 3. Сопоставление модельных и фактических значений удельного прироста дебита нефти: а – полная выборка; б – при разделении выборки по методам воздействия

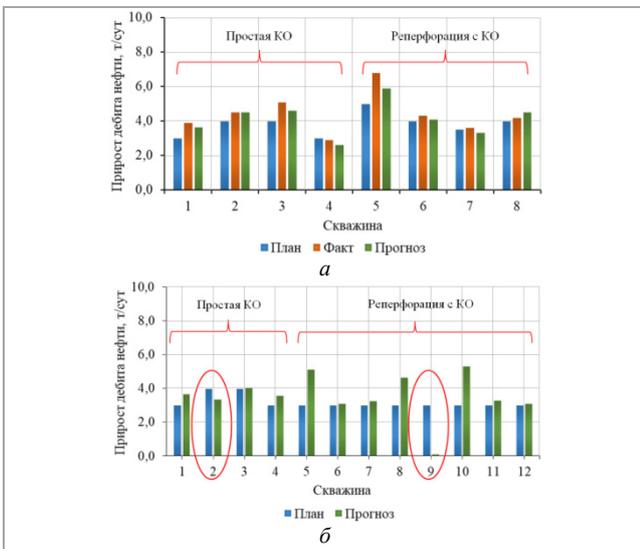


Рис. 4. Сопоставление значений прироста дебита нефти после ОПЗ: а – плановых, фактических и прогнозируемых; б – плановых и прогнозируемых

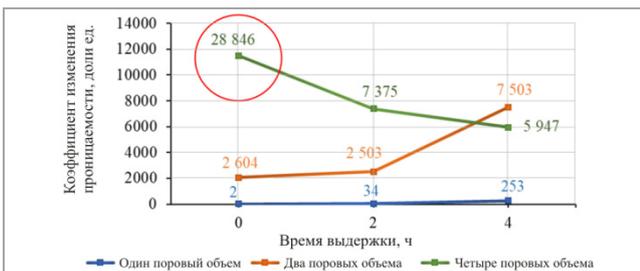


Рис. 5. Обобщенные результаты фильтрационных экспериментов на образцах ядра

закачиваемого кислотного состава. На скважине № 9 реперфорация окажется малоэффективным мероприятием, что обусловлено повышенными обводненностью (45,8 %) и проницаемостью призабойной зоны пласта (по данным гидродинамических исследований –  $325 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), в результате чего основной объем кислотной композиции будет фильтроваться по промытым пропалткам, не вовлекая в процесс разработки новые участки. Отказ от неэффективных мероприятий на стадии проектирования позволит снизить затраты в среднем на 2,5–2,9 млн руб. за каждую скважино-операцию.

### Проведение лабораторных исследований на образцах горной породы

Научное обоснование дизайна является одной из важнейших задач при планировании любых геолого-технических мероприятий [36–40]. Для определения основных технологических параметров кислотного воздействия (продолжительность выдержки в пласте на реакцию, объем и скорость закачки рабочего агента) проведены фильтрационные исследования на керне [41–43]. Эксперименты выполнены на установках высокого давления АФС-300 и УИК-5ВГ с моделированием термобарических условий залежи. В качестве показателя эффективности воздействия принят коэффициент изменения проницаемости – отношение фазовой проницаемости по модели нефти после обработки ( $K_{f2}$ ) к ее начальному значению ( $K_{f1}$ ). Для оценки изменений пустотного пространства образцов горной породы до и после кислотного воздействия использовался томограф Nikon Metrology XT H 225 [44–46].

Всего выполнено 18 фильтрационных опытов с прокачкой 1, 2, 4 поровых объемов кислотного состава и выдержкой на реакцию 0; 2; 4 ч, обобщенные результаты исследований представлены на рис. 5, по приведенным данным можно отметить тенденцию увеличения эффективности обработки по мере увеличения расхода рабочего агента. Максимальное изменение проницаемости горной породы наблюдается при закачке четырех поровых объемов кислотного состава без выдержки на реакцию. Для переноса результатов на скважины принимается, что один поровый объем соответствует расходу агента 1 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта. Два опыта сопровождались рентгеновской томографией до и после воздействия, что позволяет визуализировать изменения в структуре пустотного пространства горной породы. На образце № 1 при закачке двух поровых объемов кислотного состава и выдержке на реакцию в течение 4 ч отмечается образование червоточины, обусловившей увеличение проницаемости в 386 раз (рис. 6, а). Увеличение объема пустотного пространства по результатам рентгеновской томографии составило 484,7 мм<sup>2</sup> (26,5 %), пористости – 1,5 %. На образце № 2, характеризующимся наличием выраженных каверн, после закачки четырех поровых объемов кислоты и выдержки в течение 4 ч коэффициент изменения проницаемости составил 5947 доли ед. (рис. 6, б). Объем пустотного пространства изменился с 673,1 до 1084,5 мм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – с 3,6 до 5,8 %. Наличие каверн в структуре горной породы способствовало направленному движению кислоты и образованию каналов, однако на практике фильтрация агента по промытым участкам пласта может привести к прорывам пластовой воды.

Для оценки оптимальной скорости закачки кислотного состава привлечены результаты ранее проведенных экспериментов с прорывом агента [47]. В ходе опытов фиксировался суммарный объем закаченной кислоты и максимальное давление нагнетания до момента ее появления на выходном торце образца ядра. Установлено, что при низких темпах нагнетания кислотных растворов (до  $40 \cdot 10^{-5}$  м/с) процесс воздействия сопровождается локальным растворением породы, а образование червоточины занимает больше времени, что согласуется с результатами исследователей [48]. В данном случае оптимальная линейная скорость закачки кислотного состава составила  $93 \cdot 10^{-5}$  м/с (рис. 7).

Линейное значение скорости нагнетания кислоты достаточно просто пересчитывается в объемное: для обработки 1 м<sup>2</sup> поверхности призабойной зоны потребуется расход композиции на стенке скважины 3,3 м<sup>3</sup>/ч. Дальнейшая прокачка раствора после прорыва сопровождается разветвлением червоточины (рис. 8). Необходимое давление закачки определяется в зависимости из значений проницаемости горной породы (рис. 9).

Выделенные оптимальные технологические параметры позволят увеличить эффективность мероприятий с кислотным воздействием как на стадии освоения скважин после бурения, так и интенсификации притока на действующем фonde.

**Оценка технологической эффективности кислотных обработок**

Разработанные регрессионные уравнения и определенные оптимальные технологические параметры кислотного воздействия предоставляют возможность комплексно оценить потенциальную эффективность мероприятий, что выполнено на примере добывающей скважины со следующими характеристиками: эффективная нефтенасыщенная толщина – 6,1 м, проницаемость удаленной (призабойной) зоны пласта – 20 (39)·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, обводненность – 2,6 %, текущий дебит скважины по нефти – 5,0 т/сут, пластовое (забойное) давление – 9,6 (8,6) МПа.

По результатам лабораторных опытов с увеличением количества закачиваемого раствора возрастает и эффективность обработки, поэтому дизайн мероприятий и расчет их успешности производится для различных удельных объемов агента: 4 (минимально рекомендуемый); 6; 8 и 10 м<sup>3</sup>/м. При реперфорации рекомендуется закачивать дополнительную пачку кислоты в объеме 0,5 м<sup>3</sup>/м для доочистки перфорационных отверстий.

После определения абсолютного прироста дебита нефти по многомерным регрессионным моделям произведена оценка потенциальной дополнительной добычи (ДДН) и продолжительности эффекта по зависимостям, построенным на основании ранее проведенных кислотных обработок (рис. 10).

Дизайн различных вариантов проведения мероприятий и их ожидаемая эффективность представлены в табл. 2.

Анализируя данные табл. 2, можно сделать вывод, что на рассматриваемой скважине большей технологической эффективностью характеризуется проведение повторной перфорации пласта с последующим химическим воздействием, чем простая кислотная обработка. Выбор конкретного объема кислотного состава рекомендуется производить в зависимости от текущих экономических условий в регионе нефтедобычи.

**Закключение**

1. Разработана и обоснована методика прогнозирования эффективности кислотных обработок на базе математического и физического моделирования, произведена ее апробация на примере карбонатного эксплуатационного объекта Пермского края. Данный подход может использоваться для ранжирования скважин-кандидатов, формирования и корректировки адресных программ геолого-технических мероприятий на краткосрочный и долгосрочный период, выбора метода воздействия, позволяя более точно использовать кислотные обработки в ходе разработки месторождений углеводородного сырья.

2. На основе фактических геолого-промысловых материалов разработаны многомерные регрессионные уравнения для прогноза эффективности кислотных обработок, позволяющие с высокой точностью оценивать результат обработки призабойных зон скважин химическими агентами.

3. В ходе лабораторных исследований на образцах керна определены оптимальные технологические параметры воздействия, установлена перспективность проведения многообъемных кислотных обработок с отсутствием этапа выдержки кислоты в пласте на реакцию

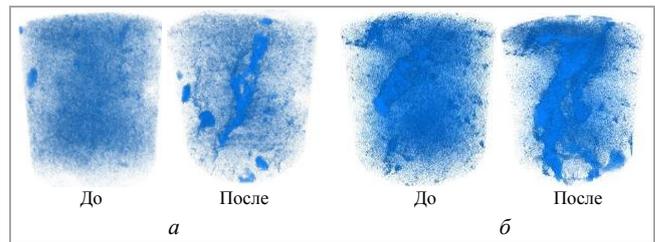


Рис. 6. 3D-модель образца, связанная с кислотной обработкой: а – № 1; б – № 2

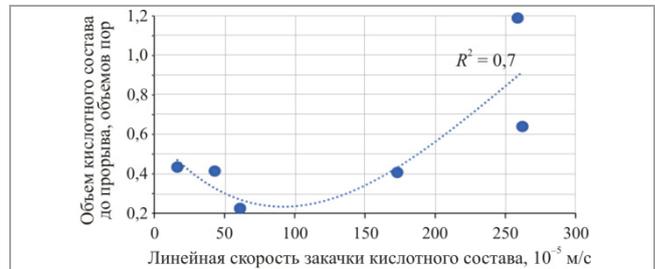


Рис. 7. Определение оптимальной скорости закачки кислоты

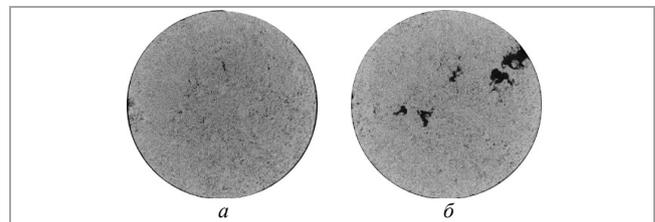


Рис. 8. Разветвление червоточины на примере среза образца керна № 2: а – до кислотной обработки; б – после кислотной обработки

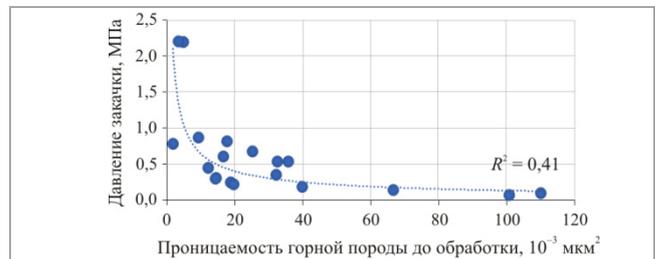


Рис. 9. Зависимость давления закачки от проницаемости горной породы

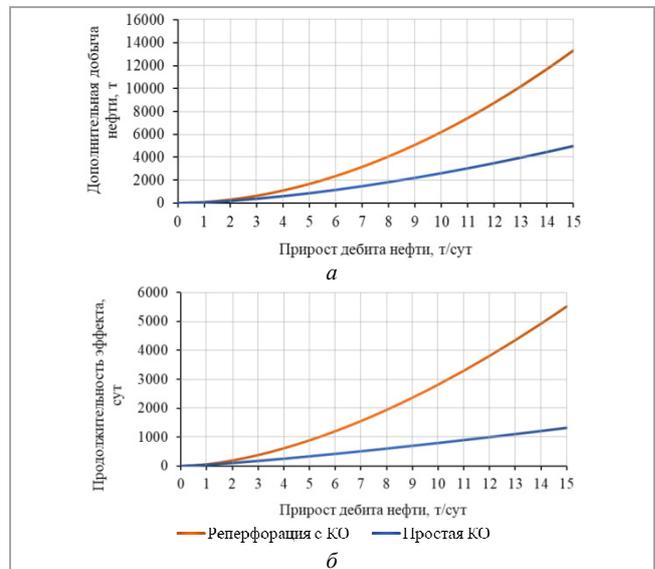


Рис. 10. Зависимость от прироста дебита нефти после ОПЗ: а – дополнительной добычи нефти; б – продолжительности эффекта

Оптимальный дизайн и прогнозная эффективность различных вариантов ОПЗ

Технологический параметр/эффект	Значение показателя			
	Простая кислотная обработка			
Удельный объем кислотного состава, м <sup>3</sup> /м	4,0	6,0	8,0	10,0
Объем кислотного состава, м <sup>3</sup>	24,4	36,6	48,8	61,0
Продолжительность выдержки, ч	Без выдержки			
Скорость закачки, м <sup>3</sup> /ч	9,9			
Ожидаемое давление закачки, МПа	0,3			
Удельный прирост дебита нефти, т/(сут·м)	0,52	0,64	0,76	0,88
Абсолютный прирост дебита нефти, т/сут	3,2	3,9	4,6	5,4
Дополнительная добыча нефти, т	425	586	766	964
Продолжительность эффекта, сут	194	250	308	368
Реперфорация с кислотной обработкой				
Удельный объем кислотного состава, м <sup>3</sup> /м	4,5	6,5	8,5	10,5
Объем кислотного состава, м <sup>3</sup>	27,5	39,7	51,9	64,1
Продолжительность выдержки, ч	Без выдержки			
Скорость закачки, м <sup>3</sup> /ч	9,9			
Ожидаемое давление закачки, МПа	0,3			
Удельный прирост дебита нефти, т/(сут·м)	0,47	0,69	0,92	1,14
Абсолютный прирост дебита нефти, т/сут	2,8	4,2	5,6	7,0
Дополнительная добыча нефти, т	584	1229	2092	3165
Продолжительность эффекта, сут	349	674	1077	1552

для предупреждения кольматации пустотного пространства коллектора.

4. Комплексование результатов многофакторного регрессионного анализа и лабораторных экспериментов позволило определить потенциальную технологическую эффективность геолого-технических мероприятий (на

рассмотренном примере расчетная дополнительная добыча нефти составила 0,4–3,2 тыс. т в зависимости от объема нагнетаемой кислоты и метода воздействия на призабойную зону пласта). Выбор конкретного объема кислотного состава рекомендуется осуществлять в зависимости от текущих экономических условий в регионе нефтедобычи.

**Библиографический список**

1. Мордвинов В.А. Механизм воздействия солянокислотных растворов на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 44–46.
2. Acidization-IV. Experimental correlations and techniques for the acidization of sandstone cores / K. Lund, H.S. Fogler, C.C. McCune, J.W. Ault // Chemical Engineering Science. – 1976. – Vol. 31. – P. 373–380. DOI: 10.1016/0009-2509(76)80007-3
3. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 72–87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7
4. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / P. Liu, J. Yao, G.D. Couples, J. Ma et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040
5. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection / X. Qiu, G. Aidagulov, M. Ghommem, E. Edelman [et. al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075
6. Daccord G., Touboul E., Lemondard R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the worm-holing phenomenon // SPE Production Engineering. – 1989. – Vol. 4, № 1. – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
7. 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. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051
8. Location and magnitude of formation damage due to iron precipitation during acidizing carbonate rocks / A.I. Assem, H.T. Kumar, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 337–354. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.073
9. Ituen E., Mkenzie V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation // Surfaces and Interfaces. – 2019. – Vol. 16. – P. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006
10. Hendrickson A.R., Thomas R.L., Economides M.J. Stimulation of carbonate reservoirs // Developments in Petroleum Science. – 1992. – Vol. 30. – P. 589–625. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70136-0
11. Trends in matrix acidizing / C.W. Crowe, J. Masmonteil, E. Touboul, R. Thomas // Oilfield Review. – 1992. – Vol. 4. – P. 24–40.
12. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045
13. Одицова Ю.В. Влияние фильтрационно-емкостных свойств и пластовых условий на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Газовая промышленность. – 2012. – № 6. – С. 38–40.
14. Суркова А.Н. Схема технологической цепочки обработки призабойной зоны пласта для увеличения нефтеотдачи неоднородных карбонатных коллекторов // Георесурсы. – 2008. – № 2 (25). – С. 33–34.
15. Мухаметшин В.В. О необходимости планирования проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием соляно-кислотных растворов в режиме реального времени // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 66–71. DOI: 10.31666/0445-0108-2017-3-66-71
16. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А. Современные представления о влиянии геологических факторов, определяющих процесс взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 56–61.
17. Физическое моделирование процессов интенсификации добычи в низкопроницаемых карбонатных коллекторах / М.В. Чертенков, А.А. Алероев, И.Б. Иванишин, И.В. Язынина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 90–92.
18. Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2800
19. Kameda T., Tochimi M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2016. – Vol. 39. – P. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018
20. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1998. – Vol. 3. – P. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS
21. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures // Chemical Engineering Science. – 1975. – Vol. 30. – P. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5
22. Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions // Chemical Engineering Science. – 1998. – Vol. 53, iss. 22. – P. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4
23. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов Бш нефтяных месторождений района ВКМС / В.В. Поплыгин, И.С. Давыдова, И.В. Кузнецов, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.
24. Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation / I. Putilov, S. Krivoshechekov, K. Vyatkin, A. Kochnev [et. al.] // Applied Sciences (Switzerland). – 2020. – Vol. 10. – Iss. 14. – P. 4828. DOI: 10.3390/app10144828
25. Методика технико-экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий / Д.И. Полукеев, Р.Р. Габдрахманова, А.Н. Лесной, М.А. Крюков [и др.] / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», приложения к указанию от 31.08.2018 № РМ-139.
26. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 6–12.
27. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения кислотного воздействия на низкопроницаемых карбонатных коллекторах / Н.Н. Орлов, А.Р. Туриянов, Р.Р. Загиров, К.Ю. Проучан [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 37–42.
28. Новые кислотные составы для селективной обработки порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шишилов, Е.В. Круткин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
29. Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л., Насибулин И.М. Повышение эффективности кислотного воздействия на основании результатов исследования керны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 46–52.
30. Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs / J. Guo, H. Liu, Y. Zhu, Y. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 122. – P. 31–37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016
31. Осадообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора / Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, М.Д. Пахомов, З.Р. Давлетов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 31–36.
32. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4
33. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
34. Разработка статистической модели прогноза эффективности пропантаного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазоносного комплекса / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 48–54.
35. Новиков В.А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35. DOI: 10.32935/1815-2600-2021-132-1-30-35
36. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R.T.R. Carvalho, P.F. Oliveira, L.C.M. Palermo, A.A.G. Ferreira [et al.] // Fuel. – 2019. – Vol. 238. – P. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003
37. Глушенко В.Н. Функциональная роль ПАВ в кислотных составах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 2. – С. 27–35.
38. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Трбса / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, А.Р. Шарифуллин, Л.Е. Ленченкова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.
39. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, А.Е. Фоломеев, Г.Т. Булгакова, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78–82.
40. Совершенствование технологии кислотных обработок / А.А. Хакимов, Р.И. Саттаров, А.В. Качурин, А.В. Акимкин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 54–55.
41. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 36–40. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-36-40

42. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, П.Ю. Илюшин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.
43. Дубинский Г.С. Исследование кислотных композиций для воздействия на закольматированные и низкопродуктивные терригенные пласты для интенсификации притока флюида // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (124). – С. 30–41. DOI: 10.17122/nj-oil-2020-2-30-41
44. Определение остаточной водонасыщенности пород-коллекторов методом рентгеновской томографии / И.В. Язынина, Е.В. Шеляго, А.А. Аброхимов, Н.Е. Грачев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 38–42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-38-42
45. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks/ A.C. Machado, T.J.L. Oliveira, F.B. Cruz, R.T. Lopes [et. al.] // Applied Radiation and Isotopes. – 2015. – Vol. 96. – P. 129–134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027
46. Numerical simulation and X-ray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir / A. Safari, M.M. Dowlatabad, A. Hassani, F. Rashidi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 30. – P. 539–547. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036
47. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Обоснование оптимальной скорости закачки кислотных составов с учетом карбонатности коллектора // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 3 (615). – С. 26–30. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-26-30
48. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернях / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, В.Н. Глушенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 52–54.

## References

1. Mordvinov V.A. Mekhanizm vozdeistviia solianokislotnykh rastvorov na karbonatnyi kolektor [The influence mechanism of hydrochloric acid solutions on a carbonate collector]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 1, pp. 44–46.
2. Lund K., Fogler H.S., McCune C.C., Ault J.W. Acidization-IV. Experimental correlations and techniques for the acidization of sandstone cores. *Chemical Engineering Science*, 1976, vol. 31, pp. 373–380. DOI: 10.1016/0009-2509(76)80007-3
3. Novikov V.A., Martiushev D.A. Opyt primeneniia kislotnykh sostavov v karbonatnyi otlozheniakh neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Acid treatment of carbonate deposits at the Perm Region oil fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, nettegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 72–87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7
4. Liu P., Yao J., Couplés G.D., Ma J. et al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040
5. Qiu X., Aidagulov G., Ghomm M., Edelman E. et al. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075
6. Daccord G., Touboul E., Lemondard R. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the worm-holing phenomenon. *SPE Production Engineering*, 1989, vol. 4, no. 1, pp. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
7. 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, pp. 880–890. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051
8. Assem A.I., Kumar H.T., Nasr-El-Din H.A., Wolf De C.A. Location and magnitude of formation damage due to iron precipitation during acidizing carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 337–354. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.073
9. Ituen E., Mkpennie V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-threonine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*, 2019, vol. 16, pp. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006
10. Hendrickson A.R., Thomas R.L., Economides M.J. Stimulation of carbonate reservoirs. *Developments in Petroleum Science*, 1992, vol. 30, pp. 589–625. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70136-0
11. Crowe C.W., Masmonteil J., Touboul E., Thomas R. Trends in matrix acidizing. *Oilfield Review*, 1992, vol. 4, pp. 24–40.
12. Garouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045
13. Odintsova Iu.V. Vliianie filtratsionno-ekmostnykh svoistv i plastovykh usloviu na effektivnost' kislotnykh obrabotok karbonatnogo plasta [Influence of reservoir properties and reservoir conditions on the efficiency of acidizing a carbonate reservoir]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2012, no. 6, pp. 38–40.
14. Surkova A.N. Skhema tekhnologicheskoi tsepechki obrabotki prizaboinoi zony plasta dlia uvelicheniia nefteotdachi neodnorodnykh karbonatnykh kolektorov [Scheme of the technological chain of treatment of the bottomhole formation zone to enhance oil recovery of heterogeneous carbonate reservoirs]. *Georesursy*, 2008, no. 2(25), pp. 33–34.
15. Mukhametshin V.V. O neobkhodimosti planirovaniia provedeniia meropriatii po intensifikatsii dobychi nefi s ispol'zovaniem soliano-kislotnykh rastvorov v rezhime real'nogo vremeni [On the demand of planning the implementation of measures for production stimulation by applying hydrochloric acid solution in the real time mode]. *Izvestiia vysshiikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2017, no. 3, pp. 66–71. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-66-71
16. Nasibulin I.M., Misolina N.A., Baimashev B.A. Sovremennye predstavleniia o vlianii geologicheskikh faktorov, opredelivshchikh protsess vzaimodeistviia kislotnykh rastvorov s karbonatnoi porodoi [Modern ideas about the influence of geological factors that determine the process of interaction of acid solutions with carbonate rock]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2011, no. 3, pp. 56–61.
17. Chertekov M.V., Aleroev A.A., Ivanovich I.B., Iazygina I.V. et al. Fizicheskoe modelirovanie protsessov intensivatsii dobychi v nizkopronitsaemykh karbonatnykh kolektorakh [Physical modeling of production stimulation in low permeability carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 10, pp. 90–92.
18. Martiushev D.A., Novikov V.A. Sovershenstvovanie kislotnykh obrabotok v kolektorakh, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu (na primere neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia) [Improving acidizing in the collectors characterized by different carbonate content (on the example of oil fields of Perm Krai)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2800
19. Kameda T., Tochinali M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2016, vol. 39, pp. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018
20. Fredt C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1998, vol. 3, pp. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS
21. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures. *Chemical Engineering Science*, 1975, vol. 30, pp. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)80561-5
22. Fredt C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 1998, vol. 53, iss. 22, pp. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4
23. Poplygin V.V., Davydova I.S., Kuznetsov I.V., Galkin S.V. Rezultaty obrabotok sostavom DN-9010 prizaboiynykh zon plastov Bsh neftiannykh mestorozhdenii raiona VKMKS [Results of treatments with DN-9010 composition of bottomhole zones of Bsh formations of oil fields in the VKMKS area]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, nettegazovoe i gornoe delo*, 2010, no. 5, pp. 70–74.
24. Putilov L., Krivoshechekov S., Vyatkin K., Kochnev A. et al. Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation. *Applied Sciences (Switzerland)*, 2020, vol. 10, iss. 14, 4828 p. DOI: 10.3390/app10144828
25. Polukeev D.I., Gabdrakhmanova R.R., Lesnoi A.N., Kriukov M.A. et al. Metodika tekhniko-ekonomicheskoi otsenki effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriatii [Technique of technical and economic assessment of the effectiveness of geological and technical measures]. OOO "LUKOIL-Inzhiniring", prilozheniia k ukazaniiu ot 31.08.2018 № RM-139.
26. Martiushev D.A. Laboratornye issledovaniia kislotnykh sostavov dlia obrabotki kolektorov, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu i strukturoi pustotnogo prostranstva gornyykh porod [Laboratory studies of acid compositions for treating reservoir, characterized by various carbonate content and void structure of rocks]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 6–12.
27. Orlov N.N., Turianov A.R., Zagirov R.R., Prochukhan K.Iu. et al. Podbor optimal'noi kislotnoi kompozitsii dlia provedeniia kislotnogo vozdeistviia na nizkopronitsaemykh karbonatnykh kolektorakh [Selection of the optimal acid composition for acidizing low permeable carbonate reservoirs]. *Nettepromyslovoe delo*, 2017, no. 3, pp. 37–42.
28. Shipilov A.I., Krutikhin E.V., Kudrevatykh N.V., Mikov A.I. Noveye kislotnye sostavy dlia selektivnoi obrabotki porovo-treshchinovykh kolektorov [New acid compositions for selective treatment of carbonate reservoir]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 2, pp. 80–83.
29. Gaineitdinov R.F., Rakhimov R.L., Nasibulin I.M. Povyshenie effektivnosti kislotnogo vozdeistviia na osnovanii rezultatov issledovaniia kerna [Improving efficiency of acidizing based on core research results]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 11, pp. 46–52.
30. Guo J., Liu H., Zhu Y., Liu Y. Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 31–37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016
31. Magadova L.A., Davletshina L.F., Pakhomov M.D., Davletov Z.R. Osadkoobrazovanie pri vzaimodeistvii kislotnykh sostavov s mineralami terriennogo kolektora [Generation of sedimentation in the interaction with acid compositions of a terrigen reservoir]. *Nettepromyslovoe delo*, 2015, no. 9, pp. 31–36.
32. Galkin V.I., Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladikh E.A. Otsenka effektivnosti vozdeistviia kislotnykh sostavov na kerny s ispol'zovaniem regressiionno analiza [Assessment of efficiency of core sample acidizing by means of regression analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, nettegazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 13, pp. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4
33. Galkin V.I., Silaicheva V.A. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza koeffitsienta pronitsaemosti po sovokupnosti geologicheskikh i tekhnologicheskikh pokazatelei [Development of a statistical model for predicting the permeability coefficient based on a set of geological and technological indicators]. *Nettepromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 10–12.
34. Galkin V.I., Kolyrin A.N., Kazantsev A.S., Kondratiev S.A. et al. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza effektivnosti propantnogo GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliam dlia vereiskogo karbonatnogo nettegazoznogo kompleksa [Development of a statistical model aimed at prediction of efficiency of proppant hydraulic fracturing of a formation, based on a reservoir geological-technological parameters, for Vereiskian carbonate oil- and gas-bearing complex]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 3, pp. 48–54.
35. Novikov V.A. Prognozirovanie effektivnosti kislotnogo vozdeistviia na osnovie postroeniia matematicheskikh modelei, uchityvaiushchikh tekhnologii i ispol'zuiu kompozitsiiu [Forecasting efficiency of acid impact on the basis of construction of mathematical models taking into account the technology and used composition]. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2021, no. 1(132), pp. 30–35. DOI: 10.32935/1815-2600-2021-132-1-30-35
36. Carvalho R.T.R., Oliveira P.F., Palermo L.C.M., Ferreira A.A.G. et al. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. *Fuel*, 2019, vol. 238, pp. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003
37. Glushchenko V.N. Funktsional'naia rol' PAV v kislotnykh sostavakh [The functional role of surfactants in acid compositions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 2, pp. 27–35.
38. Folomeev A.E., Vakhrushin S.A., Sharifullin A.R., Lenchenkova L.E. et al. Kompleksnyi podkhod k razrabotke dizaina kislotnykh obrabotok skvazhin mestorozhdeniia imeni R. Trebsa [Integrated approach to well acidizing design on R. Trebs oil field (Timan-Pechora Basin)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 8, pp. 72–75.
39. Kharisov R.Ia., Folomeev A.E., Bulgakova G.T., Telin A.G. Kompleksnyi podkhod k vyboru optimal'nogo kislotnogo sostava dlia stimulatsii skvazhin v karbonatnykh kolektorakh [The complex approach to the choice of the optimum acid composition for well stimulation in carbonate]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 2, pp. 78–82.
40. Khakimov A.A., Sattarov R.I., Kachurin A.V., Akimkin A.V. Sovershenstvovanie tekhnologii kislotnykh obrabotok [Acid treatment technological advancement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 54–55.
41. Novikov V.A., Martiushev D.A. K povysheniiu effektivnosti kislotnykh obrabotok terriennyykh kolektorov [On the problem of enhancing the efficiency of terrigenous reservoirs acid treatments]. *Nettepromyslovoe delo*, 2020, no. 1(613), pp. 36–40. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-36-40
42. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Iliushin P.Iu. et al. Fil'tratsionnye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kolektorov [Filtration studies of new compounds for the treatment of acid carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 116–119.
43. Dubinskii G.S. Issledovanie kislotnykh kompozitsii dlia vozdeistviia na zakolmatirovannye i nizkoproduktivnye terriennye plasty dlia intensivatsii pritoka fluida [Research of acid solutions influencing on clogged and low-yielding terrigenous layers for fluid inflow intensification]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i netteproduktov*, 2020, no. 2(124), pp. 30–41. DOI: 10.17122/nj-oil-2020-2-30-41
44. Iazygina I.V., Sheliago E.V., Abrochimov A.A., Grachev N.E. et al. Opredeleniie ostatochnoi vodonasychennosti porod-kolektorov metodom rentgenovskoi tomografii [Determination of reservoir rock residual water using X-ray computed microtomography]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 3, pp. 38–42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-38-42
45. Machado A.C., Oliveira T.J.L., Cruz F.B., Lopes R.T. et al. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks. *Applied Radiation and Isotopes*, 2015, vol. 96, pp. 129–134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027
46. Safari A., Dowlatabad M.M., Hassani A., Rashidi F. Numerical simulation and X-ray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 30, pp. 539–547. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036
47. Novikov V.A., Martiushev D.A. Obosnovanie optimal'noi skorosti zakachki kislotnykh sostavov s uchedom karbonatnosti kolektora [Substantiation of the optimal injection rate of acid compositions with account of a reservoir carbonate content]. *Nettepromyslovoe delo*, 2020, no. 3(615), pp. 26–30. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-3(615)-26-30
48. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Glushchenko V.N. Opredeleniie optimal'noi skorosti zakachki kislotnykh sostavov po rezul'tatam issledovaniia na kernakh [Determination of the optimal rate of injection acid compositions on the results of research on the core samples]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 52–54.