УДК 622.276.63

Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности

С.Н.КРИВОШЕКОВ ✉, А.А.КОЧНЕВ, К.А.РАВЕЛЕВ

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Как цитировать эту статью: Кривошеков С.Н. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности / С.Н.Кривошеков, А.А.Кочнев, К.А.Равелев // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 587-595. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.12

Аннотация. Актуальность научного исследования обусловлена низкой долей успешных соляно-кислотных обработок призабойных зон карбонатных коллекторов на территории Пермского края вследствие недостаточно внимательного проектирования и проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти. В рамках данной статьи представлена разработка программы, в основу которой заложен алгоритм, позволяющий определить соответствующие максимальной экономической результативности объем и темп закачки кислотного состава в продуктивный пласт при проведении соляно-кислотной обработки. Суть предложенного алгоритма заключается в нахождении наибольшей прибыли от мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта в зависимости от затрат на его реализацию и доходов от дополнительно добытой нефти. Работа алгоритма осуществляется по принципу перебора значений объема и темпа закачки кислотной композиции и их сохранения при достижении максимальной разницы между доходами и затратами, соответствующими данным технологическим параметрам нагнетания. В основу методики положены исследования Дюпюи по фильтрации жидкостей в пласте и результаты экспериментов Даккорда и Ленорманда по изучению изменения дополнительного фильтрационного сопротивления в окколесквинной зоне пласта при ее обработке кислотным составом. При анализе и включении в алгоритм данных исследований отмечается, что разработанная методика учитывает большое количество факторов, включая литолого-минералогический состав горных пород, технологические параметры нагнетания рабочего агента и его свойства, конструкцию скважины, фильтрационные свойства пласта, свойства скважинной продукции. В статье приведен алгоритм, который может быть реализован без затруднений при использовании любого языка программирования, например, Pascal. Также в данной работе представлен подбор оптимальных значений объема и темпа закачки на примере добывающей скважины Чайкинского нефтяного месторождения, располагающегося в пределах Пермского края. Внедрение разработанного алгоритма в практику нефтяного инжиниринга позволит без значительных затрат времени и дополнительных средств более грамотно и качественно подходить к проектированию соляно-кислотных обработок на карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка; кислотный состав; интенсификация добычи нефти; повышение нефтеотдачи пласта; экономическая эффективность

Благодарность. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2020-0027).

Введение. В настоящее время в разработке находится высокая доля карбонатных коллекторов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами [6], а также высокой неоднородностью [28, 38]. Ухудшенное состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) является повсеместной проблемой нефтегазодобывающих скважин, эксплуатирующих пласты, сложенные карбонатными разностями [18, 22]. Данные породы в литологическом разрезе в основном представлены известняками и доломитами [31]. С целью улучшения гидродинамической связи между пластом и скважиной применяют различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) [9, 29].

Соляно-кислотная обработка (СКО) является наиболее эффективным мероприятием по интенсификации притока нефти в карбонатных коллекторах [14, 40]. Помимо этого, в работе [26] авторы отмечают, что кислотное воздействие является наименее затратной и непродолжительной технологической операцией на нефтяном промысле по сравнению с другими ГТМ. Данный метод распространен по всему миру [16, 30]. Существует большое количество исследований по кислотному воздействию на карбонатные коллекторы [7, 17]. Но, несмотря на большой опыт применения рассматриваемой технологии и ее простоту, доля неуспешных операций составляет около 50 % [12, 25], что связано с недостаточно обоснованным подходом к планированию и проектированию обработок ПЗП [13, 37].

Рис. 1. Визуализация червоточины на основе компьютерной томографии

С целью определения наиболее эффективного кислотного состава (КС) и технологических параметров его нагнетания в пласт в настоящее время активно применяются лабораторные фильтрационные установки [2, 41], позволяющие создать высокопроводящий канал фильтрации (червоточину) [3, 21], представленный, к примеру, на рис.1 [11], и оценить степень изменения проницаемости в образце керна [32, 39]. Данную степень изменения принято характеризовать коэффициентом восстановления, представляющим собой отношение коэффициентов проницаемости образца керна после и до моделирования кислотного воздействия на фильтрационной установке [20, 35].

На основании результатов лабораторных исследований формируются рекомендации по выбору оптимальных объемов и темпов нагнетания КС. Однако применение полученных результатов при проектировании СКО на реальном объекте ограничено вследствие высокой анизотропии коллекторских свойств карбонатных коллекторов и невозможности точного экстраполирования результатов фильтрационных исследований со стандартными образцами керна, имеющими диаметр и длину по 30 мм, на реальный объект.

Также стоит рассмотреть существующие модели развития червоточин при воздействии кислотным составом, являющиеся, по своей сути началом развития проектов моделирования СКО. К наиболее известным моделям в настоящее время относятся модели переходного размера пор, капиллярных трубок, порового пространства, численные, корреляционные (полуэмпирические), на основе чисел Дамкелера и Пекле, однако практическое применение имеют только три последние. Каждая из них обладает своим подходом и включает индивидуальные параметры, влияющие на процесс развития канала растворения, но также они имеют и различной степени недостатки. Для прогнозирования изменения скин-фактора с использованием теории числа Дамкелера требуется ее комбинация с физической моделью роста червоточин, поскольку данная модель не имеет возможности оценки радиуса развития червоточины в ПЗП. Корреляционная модель позволяет осуществить прогноз изменения скин-фактора на основе результатов фильтрационных исследований, однако, по мнению авторов [19], применение корреляционных моделей высокопроводящих каналов фильтрации является лишь приближенной картиной изменения структуры порового пространства в связи с высокой долей недоверности и некорректности экстраполяции на пластовые условия результатов, полученных на стандартном образце керна 30×30 мм. Моделью, наиболее близко описывающей процесс развития канала растворения в ПЗП, является модель на основе числа Пекле, которая рассматривается в данной статье.

Моделирование СКО является важным и актуальным направлением инжиниринга в последнее время, поскольку позволяет более точно прогнозировать эффективность кислотного воздействия и грамотно выбирать технологию проведения. В работах [23, 33] представлены симуляторы, позволяющие спроектировать дизайн кислотного воздействия, основанные на использовании корреляционной модели червоточины. Рассмотренные технологии моделирования имитируют изменение пустотного пространства в ПЗП при определенных технологических параметрах нагнетания КС, обеспечивая возможность расчета снижения фильтрационного сопротивления в радиальном направлении и оценки прироста добычи нефти. Также в данных симуляторах заложены функции расчета экономической составляющей проектируемого дизайна СКО, включающие в себе учет прибыли за счет интенсификации добычи нефти и затраты на проведение операции на скважине. Однако вызывает сомнение точность результатов, полученных с помощью данных программных продуктов, поскольку в них заложена модель, обладающая рядом существенных недостатков. Также эти симуляторы не позволяют подобрать наиболее эффективный вариант обработки ПЗП в автоматизированном режиме.

В настоящее время на месторождениях Пермского края процесс проектирования обработок призабойной зоны пласта кислотными составами осуществляется на основе опыта, т.е. результатов

проведенных обработок на объектах-аналогах. Ожидаемые эффекты прогнозируются по этому же принципу. Исходя из обзора базы результатов ГТМ за последние 10 лет, большая доля реализованных операций СКО не достигает плановых результатов. Это подтверждает актуальность разработки способов и методов моделирования СКО с целью повышения эффективности применения данного мероприятия.

Улучшение коллекторских свойств в околоскважинной зоне пласта (ОЗП) возможно проанализировать с помощью изменения скин-фактора, характеризующего отличие фильтрационных характеристик в приближенной и удаленной зонах пласта (УЗП) [8, 27], схематично представленных на рис.2. Согласно выведенным уравнениям в указанных работах, величина скин-фактора прямо пропорциональна отношению проницаемостей удаленной и приближенной зон пласта и логарифмической зависимости отношения радиусов ПЗП и скважины.

В настоящее время способы повышения эффективности СКО активно изучаются. С целью увеличения результативности проводят различные лабораторные исследования с образцами горных пород и подобранными кислотными композициями и используют моделирование дизайна обработки ПЗП. Однако применение существующих технологий проведения СКО не позволяет достичь плановых показателей, что приводит к повышению себестоимости добычи нефти. В связи с этим возникла необходимость создания методики, позволяющей грамотно проектировать технологию кислотного воздействия с учетом предварительной оценки экономического эффекта.

Материалы и методы исследований. В настоящем исследовании предлагается способ определения оптимальных технологических параметров нагнетания КС при проведении обработки ПЗП, позволяющий достичь максимальной экономической рентабельности. В первую очередь необходима оценка дебита скважины, который определяется с учетом дополнительного фильтрационного сопротивления течению флюидов в ОЗП по формуле Дюпюи [1, 4]:

$$Q = \frac{2\pi k_{\text{пр}} h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{ф}} b_{\text{ф}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S \right)}, \quad (1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта, м^2 ; h – перфорированная толщина пласта, м; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, Па; $\mu_{\text{ф}}$ – коэффициент динамической вязкости флюида, Па·с; $b_{\text{ф}}$ – коэффициент сжимаемости флюида, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания, м; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

После кислотного воздействия на пласт фильтрационные свойства ПЗП улучшаются, вследствие чего величина скин-фактора снижается. С учетом данного факта формула Дюпюи после СКО примет следующий вид [15]:

$$Q = \frac{2\pi k_{\text{пр}} h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{ф}} b_{\text{ф}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_1 + \Delta S \right)}, \quad (2)$$

где S_1 – скин-фактор до СКО; ΔS – изменение скин-фактора после проведения СКО.

Исходя из представленных выражений, можно выразить прирост дебита нефти после проведения мероприятия по интенсификации:

$$\Delta Q = \frac{2\pi k_{\text{пр}} h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu_{\text{ф}} b_{\text{ф}}} \left(\frac{1}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_1 + \Delta S} - \frac{1}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S_1} \right). \quad (3)$$

Рис.2. Схема приближенной и удаленной зон продуктивного пласта

$k_{\text{пзп}}, k_{\text{узп}}$ – проницаемость приближенной и удаленной зон пласта соответственно;
 $r_{\text{пзп}}, r_{\text{кп}}$ – радиусы приближенной зоны и контура питания пласта соответственно

Для определения снижения параметра, характеризующего состояние ПЗП, в данной методике включены результаты экспериментов Даккорда и Ленорманда, позволяющие оценить изменение скин-фактора при проведении СКО [5, 24]:

$$\Delta S = -\frac{1}{d} \ln \left(1 + Ac N_{\text{Pc}}^{-1/3} \frac{bV}{\pi h m r_c^d} \right), \quad (4)$$

где d – фрактальная размерность образовавшейся в ПЗП структуры порового пространства; Ac – кислотное число, д.ед.; N_{Pc} – число Пекле, д.ед.; b – константа, принимаемая равной $1,7 \cdot 10^4 \text{ м}^{d-2}$; V – объем закачиваемого КС, м^3 ; m – пористость, %.

При данном расчете изменения скин-фактора используется модель червоточины, называемая моделью на основе числа Пекле. Этот способ оценки изменения дополнительного фильтрационного сопротивления опробован в работах [34, 36], по результатам чего показана эффективность использования данной модели для прогнозирования изменения скин-фактора и добычи нефти. Также в указанных работах представлена методика определения параметров, приведенных в уравнении (4). По результатам исследований и преобразований данной зависимости авторами выведено уравнение, позволяющее наиболее упрощенно установить изменение скин-фактора после воздействия на ПЗП:

$$\Delta S = -\frac{x+y}{1,6x+2y} \ln \left(1 + \frac{0,0015661(x+y)^2 V_h \sqrt[3]{\frac{Th}{\mu_{\text{КС}} r_{\text{ч}} q}}}{(27,08x + 15,40y)(2x + 4y) r_c^{\frac{1,6x+2y}{x+y}}} \right), \quad (5)$$

где x, y – содержания известняка и доломита в породе соответственно, %; V_h – объем закачиваемого КС на метр перфорированной толщины пласта, $\text{м}^3/\text{м}$; T – абсолютная температура, К; $\mu_{\text{КС}}$ – коэффициент динамической вязкости КС, Па·с; $r_{\text{ч}}$ – радиус диффундирующей частицы КС, м; q – темп закачки КС, $\text{м}^3/\text{с}$.

Исходя из уравнения (5), можно констатировать, что данная зависимость учитывает большое количество факторов, отражающих литолого-минералогический состав пород-коллекторов, технологические параметры нагнетания КС и его свойства, а также особенности конструкции самой скважины.

Вычисление наибольшей прибыли от мероприятия происходит путем нахождения максимальной разницы между доходом от прироста добычи нефти на скважине и затратами на проведение СКО. В данной работе предлагается наиболее поверхностная оценка прибыли от метода интенсификации добычи нефти, которая будет иметь абсолютно схожий характер изменения по отношению к результатам расчета, учитывающего все технико-экономические показатели ГТМ. При определении получаемого дохода заложена идея, заключающаяся в его вычислении посредством произведения численных значений полученного прироста дебита скважины по нефти и стоимости данной продукции:

$$Д = \Delta Q \rho_{\text{н}} C_{\text{н}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; $C_{\text{н}}$ – стоимость тонны нефти, руб.

С целью определения экономического результата, т.е. прибыли, важно оценить затраты на реализацию мероприятия. В данной методике вводится допущение, заключающееся в том, что затраты на проведение СКО будут варьироваться только в зависимости от объема закачиваемого КС, все другие факторы носят неизменный характер на производственные вложения. Вследствие данного допущения, затраты будут выражаться по формуле:

$$З = V_h h C_{\text{КС}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{КС}}$ – стоимость кубометра КС, руб./ м^3 .

Учитывая уравнения (6) и (7), можно выразить условную прибыль от проектируемой технологии по повышению коэффициента продуктивности скважины:

$$\Pi = Д - З = \Delta Q \rho_{\text{н}} C_{\text{н}} - V_h h C_{\text{КС}}. \quad (8)$$

Анализируя представленные выражения, можно детально рассмотреть характер изменения доходов и затрат в зависимости от объема КС. Исходя из равенства (7), затраты и объем КС прямо пропорциональны и имеют линейную зависимость. При оценке доходов целесообразно отметить, что прирост дебита нефти обратно пропорционален изменению скин-фактора (3), который, в свою очередь, изменяется по логарифмическому закону в зависимости от объема закачиваемой кислотной композиции (5). Следовательно, доходы имеют тенденцию к логарифмическому характеру изменения. На рис.3 представлена зависимость доходов и затрат от объема КС, где желтым цветом закрашена зона технологических параметров дизайна СКО, в случае выхода за пределы которой дополнительная добыча нефти не покрывает затраты на реализацию технологии СКО.

Рис.3. Зависимость доходов и затрат от объема закачиваемого КС

Авторы статьи разработали алгоритм, позволяющий определить значения объемов и темпов закачки КС в пласт, при которых проектируемая технология простой СКО будет иметь максимальную прибыль $P_{\max}$ (рис.3). Для создания алгоритма необходимо ознакомиться с техническими характеристиками насосных агрегатов, с помощью которых проходит процесс нагнетания КС в продуктивный горизонт. Наиболее часто используется агрегат СИН-32, выпускаемый Пермским ПО «Синергия», технические характеристики которого приведены в таблице.

Рабочие характеристики агрегата СИН-32 на шасси Урал 4320

Передача	Диаметр плунжера, мм			
	100		125	
	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа
II	2,6	46,0	4,1	30,0
III	5,0	24,0	7,9	15,4
IV	7,6	15,7	12,0	10,0
V	11,5	10,4	18,0	6,6

Значения производительности и давления, представленные в таблице, занесены в алгоритм с целью минимизации погрешностей. Стоит отметить, что, исходя из конструкций устьевой арматуры и эксплуатационной колонны, при проведении операций СКО существует ряд ограничений по давлению нагнетания, в связи с чем появляется необходимость при применении предлагаемой методики включать ограничения по давлению в соответствии с данными о целевой скважине.

Алгоритм определения оптимальных объемов и темпов закачки кислотного состава в пласт. В данной статье представлена разработанная программа, в основу которой заложен алгоритм определения оптимальных объемов и темпов закачки КС в призабойную зону карбонатного пласта. С учетом всех описанных особенностей, допущений и зависимостей составлен алгоритм, позволяющий определить максимальную условную прибыль при варьировании значений объема и темпа нагнетания кислотной композиции (рис.4).

Рис.4. Алгоритм определения оптимальных объемов и темпов закачки КС в пласт

Разработанный алгоритм имеет целый ряд преимуществ, поскольку позволяет более грамотно и без значительных затрат времени и средств спроектировать дизайн кислотной обработки продуктивных пластов. Для обеспечения работы алгоритма необходим ввод данных, представленных численными значениями параметров свойств и характеристик пласта, добываемой продукции, кислотного состава и конструкции скважины. На основании введенных данных осуществляется цикловой процесс, заключающийся в пошаговом переборе значений объема и темпа нагнетания КС в пласт и вычислительных операциях при каждом из них с целью нахождения оптимальных величин.

Данный цикл происходит при изменении объема КС на метр перфорированной толщины от минимального порогового значения, рассчитанного на проникновение реагента в зону загрязнения ПЗП, радиус которой должен быть оценен предварительно (до $5 \text{ м}^3/\text{м}$ [10] с шагом $0,01 \text{ м}^3/\text{м}$). Вариация темпа нагнетания КС реализуется согласно техническим возможностям насосного агрегата, а также при выполнении важного условия – давление нагнетания должно превышать пластовое.

Далее следует четко установленный ряд вычислений:

1. Расчет изменения скин-фактора после проведения СКО при соответствующих значениях V_h и q согласно равенству (5).
2. Оценка прироста дебита скважины по нефти при рассчитанном значении ΔS по уравнению (3).
3. Определение условной прибыли, исходя из расчета дополнительной добычи нефти и закаченного объема КС в пласт, в соответствии с выражением (8).

По окончании расчета происходит обновление выходных данных в случае, если рассчитанная прибыль при данных значениях объема и темпа закачки КС превышает полученное ранее максимальное значение этой прибыли. После сравнения программа переходит к следующим установленным значениям и повторяет цикл. Таким образом, данная цикловая схема позволяет перебрать все возможные варианты проведения СКО и определить самый рентабельный.

При завершении цикловой цепочки в программе сохраняются условия технологии проведения СКО, которые выводятся в конце выполнения программы. Значения объема и темпа закачки КС соответствуют максимальной условной прибыли от проектируемого мероприятия с заранее подобранной кислотной композицией на конкретном объекте, свойства и характеристики которых включены в исходные данные. Разработанный алгоритм легко реализован с помощью языка программирования Pascal, поэтому его внедрение в практику нефтегазового инжиниринга не доставит трудностей и будет крайне полезным при проектировании технологии СКО на скважинах с ухудшенными фильтрационными свойствами в ПЗП.

Результаты. Целевым объектом для определения оптимальных объемов и темпов закачки КС в пласт определена нефтедобывающая скважина Чайкинского нефтяного месторождения, приуроченного к нефтегазовому комплексу Пермского края. Рассматриваемая скважина вскрывает турнейский пласт и добывает маловязкую нефть с незначительной обводненностью. Разрабатываемый объект находится на завершающей стадии разработки, вследствие чего наблюдается низкий дебит скважины и высокое дополнительное фильтрационное сопротивление в ОЗП. На примере данного объекта показана работа алгоритма, предложенного авторами статьи.

По проведенным гидродинамическим исследованиям анализируемой скважины установлено, что проницаемость пласта составляет $0,027 \text{ мкм}^2$, а текущее значение скин-фактора 2,5, что свидетельствует об ухудшенном состоянии ПЗП, радиус контура питания достигает 370 м, диаметр скважины имеет стандартную величину 146 мм, температура на забое 27°C .

С целью определения свойств нефти проведены лабораторные исследования. Для определения коэффициента динамической вязкости нефти, соответствующего пластовой температуре, использован ротационный вискозиметр RheotestRN 4.1, результаты замеров представлены на рис.5. В лаборатории при помощи ареометра определена плотность пробы нефти, равная 876 кг/м^3 .

Исследования литолого-минералогического состава горной породы реализованы с помощью карбонатомера КМ-04М, имеющего сертификат соответствия № ССГП 01.1.1-194. Карбонатомер позволяет определить процентное содержание кальцита, доломита и нерастворимого минерального остатка. Исследования образцов керна, отобранных с рассматриваемой скважины, показали содержание кальцита 91,1 %, доломита – 0,8 %.

В качестве закачиваемого агента подобран кислотный состав марки ФЛАКСОКОР-210 компании АО «Полиэкс», специализирующейся в области химических технологий и реагентов для интенсификации добычи нефти и газа. По результатам исследований совместности данного состава с пластовыми флюидами определено, что данная композиция не имеет отклонений, поскольку при проведении исследований не было отмечено образований эмульсий, хлопьев, сгустков. Коэффициент динамической вязкости КС определен в соответствии с ГОСТ 33768-2015 с использованием вискозиметра типа Пинкевича (ВПЖ-4) $\mu_{КС} = 1,274$ мПа·с. С помощью бинокулярного микроскопа «Микмед-5» определен радиус диффундирующей частицы, составляющий 1 мкм.

При подстановке данных величин в предлагаемую авторами программу, написанную на языке Pascal, получено, что при объеме КС на метр перфорированной толщины $0,64$ м³/м и темпе закачки КС в пласт $0,0041$ м³/с ожидается максимальный экономический эффект от реализации данной технологии проведения СКО. Анализируя полученные данные, замечено, что при указанных объеме и темпе скин-фактор уменьшится на 2,87, что свидетельствует о значительном улучшении фильтрационных свойств в ОЗП.

Заключение. Предложенная методика и ее реализация в программе позволяют без особых усилий и временных затрат определить наиболее рациональную технологию соляно-кислотной обработки, а именно оптимальные объем и темп закачки кислотного состава в продуктивный пласт с учетом экономической результативности. В основе данной программы лежит алгоритм, построенный на уравнениях фильтрации жидкостей в пласте (Дюпюи) и результатах исследований Даккорда и Ленорманда по изменению дополнительного фильтрационного сопротивления течению флюидов в призабойной зоне пласта при кислотном воздействии. Суть разработанной методики заключается в нахождении максимального значения условной прибыли в зависимости от доходов в результате прироста добычи нефти после проведения соляно-кислотной обработки на добывающей скважине и затрат на осуществление данного геолого-технического мероприятия. Поиск наибольшей рентабельности осуществляется при переборе значений объема на метр перфорированной толщины и темпа нагнетания кислотной композиции в нефтенасыщенный пласт. Представлена блок-схема алгоритма, по которому произведен расчет переменных параметров на примере нефтедобывающей скважины Чайкинского месторождения, расположенного на территории Пермского края. Применение предлагаемого алгоритма в нефтяной отрасли позволит более грамотно и эффективно подходить к планированию и проектированию интенсификации добычи нефти и, тем самым, обеспечить рост количества успешных мероприятий и экономию средств на реализацию мероприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аналитические подходы к оценке выработки запасов и перспективному планированию инвестиций в разработку / А.В.Сергейчев, В.В.Васильев, П.В.Зимин и др. // Нефтяное хозяйство. 2017. № 12. С. 108-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-12-108-113
2. Влияние кислотных составов на упруго-прочностные свойства терригенных коллекторов Пермского края / В.В.Плотников, П.Н.Рехачев, Н.Н.Барковский и др. // Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 100-104.
3. Влияние характеристик образцов и условий проведения экспериментов на эффективность применения кислотных составов / В.И.Галкин, Г.П.Хижняк, А.М.Амиров, Е.А.Гладких // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 30-33.
4. Иконникова Л.Н. Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения / Л.Н.Иконникова, А.Б.Золотухин // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 43-45. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-43-45
5. Иконникова Л.Н. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения / Л.Н.Иконникова, А.Б.Золотухин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 2. С. 35-37.

Рис.5. Результаты замера реологических свойств пробы нефти, отобранной с целевого объекта, проведенного на ротационном вискозиметре RheotestRN 4.1

1 – функция $D(t)$; 2 – функция $\eta(t)$

6. Исследование воздействия кислотогенерирующего состава на керны продуктивных отложений Куомбинского лицензионного участка / Г.П.Хижняк, А.М.Амиров, Е.А.Гладких и др. // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 31-35.
7. 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.
8. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта // Георесурсы. 2013. № 5 (55). С. 34-48. DOI: 10.18599/grs.55.5.8
9. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А.Петров, М.А.Азаматов, П.М.Дрофа // Георесурсы. 2010. № 1 (33). С. 7-10.
10. Повышение эффективности пенокислотных и большеобъемных селективных обработок на карбонатных месторождениях ПАО «Татнефть» / М.Х.Мусабинов, А.Ю.Дмитриева, Р.Ф.Хусаинов и др. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 116-119. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-116-119
11. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С.В.Галкин, А.А.Ефимов, С.Н.Кривошеков и др. // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 5. С. 995-1007. DOI: 10.15372/GiG20150509
12. Равелев К.А. Влияние условий осадконакопления турнейских отложений Пермского края на эффективность проведения соляно-кислотных обработок / К.А.Равелев, А.В.Козлов, С.Н.Кривошеков // Инженер-нефтяник. 2020. № 3. С. 26-33.
13. Яраханова Д.Г. Применение горизонтальных скважин в неоднородных карбонатных коллекторах на примере черепетских отложений юго-востока Республики Татарстан / Д.Г.Яраханова, А.Н.Кольчугин // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 87-89.
14. A new cationic polymer system that improves acid diversion in heterogeneous carbonate reservoirs / A.Sarmah, A.Farid Ibrahim, H.Nasr-El-Din, J.Jackson // SPE Journal. 2020. Vol. 25. Iss. 5. P. 2281-2295. DOI: 10.2118/194647-PA
15. Abdrazakov D. Stimulation treatment analysis and improvement in Mangystau region, Kazakhstan / D.Abdrazakov, N.Bolyspayev // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, 1-3 November, 2016, Astana, Kazakhstan. OnePetro, 2016. DOI: 10.2118/182554-MS
16. Acid stimulation improvement with the use of new particulate base diverter to improve zonal coverage in HPHT carbonate reservoirs / F.Moid, R.Rodoplu, A.M.Nutai, R.Kayumov // International Petroleum Technology Conference, 13-15 January, 2020, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. OnePetro, 2020. DOI: 10.2523/IPTC-20154-ABSTRACT
17. Acid stimulation-best practices for design, selection and testing of acid recipes in low permeability carbonate reservoirs / B.Hall-Thompson, A.R.Ernesto, N.Abdulrahman, A.Alsuhaimi // International Petroleum Technology Conference, 13-15 January, 2020, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. OnePetro, 2020. DOI: 10.2523/IPTC-19690-MS
18. Ali M.T. A model to simulate matrix-acid stimulation for wells in dolomite reservoirs with vugs and natural fractures / M.T.Ali, A.A.Ezzat, H.A.Nasr-El-Din // SPE Journal. 2019. Vol. 25. Iss. 2. P. 609-631. DOI: 10.2118/199341-PA
19. Buijse M.A. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing / M.A.Buijse, G.Glasbergen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, 2005, Dallas, Texas. OnePetro, 2005. DOI: 10.2118/96892-MS
20. Burgos-Cara A. Effectiveness of oxalic acid treatments for the protection of marble surfaces / A.Burgos-Cara, E.Ruiz-Agudo, C.Rodriguez-Navarro // Materials & Design. 2017. Vol. 115. P. 82-92. DOI: 10.1016/j.matdes.2016.11.037
21. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation / M.Ghommam, Weishu Zhao, S.Dyer et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18-33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021
22. Carbonate matrix acidizing efficiency from acidizing induced skin point of view: case study in Majnoon oilfield / M.A.Al-Rekabi, A.Aktebanee, A.S.Al-Ghaffari, T.Saleem // International Petroleum Technology Conference, 13-15 January, 2020, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. OnePetro, 2020. DOI: 10.2523/IPTC-20006-MS
23. Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs / Y.Trushin, A.Aleshchenko, K.Danilin et al. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October, 2019, Moscow, Russia. OnePetro, 2019. DOI: 10.2118/196977-MS
24. Daccord G. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon / G.Daccord, E.Touboul, R.Lenormand // SPE Production Engineering. 1989. Vol. 4. Iss. 1. P. 63-68. DOI: 10.2118/16887-PA
25. Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates / R.M.Santos, Yi Wai Chiang, J.Elsen, T.Van Gerven // Hydrometallurgy. 2014. Vol. 147-148. P. 90-94. DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.001
26. Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments / G.Aidagulov, D.Gwaba, R.Kayumov et al. // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18-21 March, 2019, Manama, Bahrain. OnePetro, 2019. DOI: 10.2118/195153-MS
27. Hawkins Jr M.F. A note on the skin effect // Journal of Petroleum Technology. 1956. Vol. 8. Iss. 12. P. 65-66. DOI: 10.2118/732-G
28. Heterogeneity in the petrophysical properties of carbonate reservoirs in Tal block / U.Farooq, J.Ahmed, S.Ali et al. // SPWLA 60th Annual Logging Symposium, 15-19 June, 2019, The Woodlands, Texas, USA. OnePetro, 2019. DOI: 10.30632/T60ALS-2019_F
29. Influence of geological and technological parameters on the effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs / S.N.Krivoshchekov, K.A.Vyatkin, K.A.Ravelev, A.A.Kochnev // International Journal of Engineering. 2020. Vol. 33. Iss. 10. P. 2113-2119. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.10A.30
30. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs / D.Ridner, T.Frick, Ding Zhu et al. // SPE Production & Operations. 2019. Vol. 35. Iss. 1. P. 137-146. DOI: 10.2118/189546-PA
31. Integration of latest laboratory, software and retarded acid technologies to increase efficiency of acid treatments in carbonates: case studies from Central Asia / D.Abdrazakov, M.Ziauddin, D.Vernigora et al. // International Petroleum Technology Conference, 26-28 March, 2019, Beijing, China. OnePetro, 2019. DOI: 10.2523/IPTC-19546-MS
32. Kameda T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate / T.Kameda, M.Tochinai, T.Yoshioka // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2016. Vol. 39. P. 21-26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018
33. Khuzin R. Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration / R.Khuzin, N.Shevko, S.Melnikov // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October, 2019, Moscow, Russia. OnePetro, 2019. DOI: 10.2118/196976-MS

34. Krivoshchekov S.N. Predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment in an oil field using the calculation of changes in the skin factor and hydrodynamic modeling / S.N.Krivoshchekov, K.A.Vyatkin, K.A.Ravelev // International science and technology conference «Earth science» 8-10 December, 2020, Vladivostok, Russian Federation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021. Vol. 666. № 032046. DOI: [10.1088/1755-1315/666/3/032046](https://doi.org/10.1088/1755-1315/666/3/032046)
35. Liu Naizhen. Simulation and analysis of wormhole propagation by VES acid in carbonate acidizing / Liu Naizhen, Liu Ming // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 57-65. DOI: [10.1016/j.petrol.2015.12.011](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.011)
36. Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation / I.Putilov, S.Krivoshchekov, K.Vyatkin et al. // Applied Sciences. 2020. Vol. 10. Iss. 14. № 4828. DOI: [10.3390/app10144828](https://doi.org/10.3390/app10144828)
37. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, G.D.Couples et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284-301. DOI: [10.1016/j.petrol.2017.04.040](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.040)
38. Perspective view on gas well stimulations in case of complex carbonate reservoir / A.Zhukov, I.Volnov, A.Ermilov, R.Sidikhodzhaev // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, 2017, Moscow, Russia. OnePetro, 2017. DOI: [10.2118/187868-MS](https://doi.org/10.2118/187868-MS)
39. Snoeck C. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments for isotopic measurements. Part 1: Impact on structure and chemical composition / C.Snoeck, M.Pellegrini // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394-403. DOI: [10.1016/j.chemgeo.2015.10.004](https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.10.004)
40. Stimulation of calcite-rich shales using nanoparticle-microencapsulated acids / R.Singh, Songyang Tong, K.Panthi, K.Mohanty // SPE Journal. 2019. Vol. 24. Iss. 6. P. 2671-2680. DOI: [10.2118/195695-PA](https://doi.org/10.2118/195695-PA)
41. Thi L.-A.P. Enhancing decomposition rate of perfluorooctanoic acid by carbonate radical assisted sonochemical treatment / L.-A.P.Thi, H.-T.Do, S.-L.Lo // Ultrasonics sonochemistry. 2014. Vol. 21. Iss. 5. P. 1875-1880. DOI: [10.1016/j.ultsonch.2014.03.027](https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2014.03.027)

Авторы: С.Н.Кривошеков, канд. техн. наук, доцент, krivoshchekov@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-9748-6291> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), А.А.Кочнев, канд. техн. наук, старший преподаватель, sashakoch93@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0003-2338-2796> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), К.А.Равелев, лаборант, Kirill.Ravelev@pstu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7402-2830> (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 08.02.2021.

Статья принята к публикации 27.07.2021.