



Научная статья

Геотехнология и инженерная геология

Изучение образования каналов-червоточин в результате соляно-кислотной обработки в коллекторах сложного типа по данным фильтрационных и цифровых рентгеномногографических исследований

А.А.Абросимов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия

Как цитировать эту статью: Абросимов А.А. Изучение образования каналов-червоточин в результате соляно-кислотной обработки в коллекторах сложного типа по данным фильтрационных и цифровых рентгеномногографических исследований // Записки Горного института. 2025. Т. 271. № 16270. С. 63-73. [EDN AJSIT](#)

Аннотация

Основная функция соляно-кислотной обработки (СКО) – создание максимального числа высокопроводящих каналов в призабойной зоне пласта для восстановления ее проводимости и увеличения гидравлической связи между незатронутой частью пласта и скважиной. Цель статьи – физическое моделирование СКО на образцах ядра Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, а также изучение влияния такого воздействия на структуру фильтрационно-емкостного пространства горных пород, относящихся к сложному типу коллектора. Сложность строения фильтрационно-емкостного пространства горных пород и низкая проницаемость пластов составляют особенность объекта исследования. По этой причине СКО является повсеместно применяемым методом для интенсификации добычи, в связи с чем возникает необходимость нативной проверки темпов закачки кислоты, где критерий успешности – факт формирования высокопроводящих каналов фильтрации (червоточин) в призабойной зоне, позволяющих существенно увеличить область дренирования скважин и тем самым вовлечь в разработку дополнительные участки пласта. Исследованы особенности развития каналов фильтрации, образующихся в результате воздействия кислоты, а их структура охарактеризована и изучена с использованием технологии рентгеновской компьютерной томографии. По результатам комплексного исследования подтверждена правильность подбора темпа закачки, а также даны практические рекомендации к увеличению эффективности СКО.

Ключевые слова

компьютерная томография; соляно-кислотная обработка; фильтрационно-емкостное пространство; фильтрационно-емкостные свойства; карбонатный коллектор; червоточина

Поступила: 25.06.2023

Принята: 07.11.2024

Онлайн: 25.02.2025

Опубликована: 25.02.2025

Введение

Наблюдается тенденция к снижению добычи углеводородов (УВ) из терригенных коллекторов и вовлечению в разработку карбонатных отложений, характеризующихся низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а также сложным строением фильтрационно-емкостного пространства пород. Процесс добычи УВ из подобных коллекторов более трудоемок и экономически затратен, чем из традиционных коллекторов. Для проведения успешной разработки месторождений в подобных условиях проводятся различные геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение эффективности добычи нефти и газа и повышение темпов выработки извлекаемых запасов [1-3].

Для карбонатных коллекторов наиболее часто применяются химические методы, а именно соляно-кислотная обработка (СКО), которая является одним из основных методов интенсификации добычи нефти. Авторство технологии принадлежит главному химику Герману Фрешу, работавшему на нефтеперерабатывающем заводе компании Standart Oil в штате Огайо США, который запатентовал эту технологию в 1896 г. [4]. С тех пор метод активно применяется в нефтегазовой отрасли, и на текущий момент существует достаточно большое количество его вариаций в зависимости



от состава кислоты [5-7] и технологии проведения [8-10]. При СКО кислота растворяет твердую фазу и создает глубокие высокопроницаемые каналы, имеющие структуру червоточины [11-13]. В некоторых исследованиях было показано, что червоточины могут образовываться даже при очень низкой концентрации кислоты, что может свидетельствовать об их проникновении далеко в пласт [14, 15].

Большая часть зарубежных публикаций сосредоточена на математическом моделировании кислотной обработки, в то время как работы отечественных исследователей в основном направлены в сторону сервисного сопровождения кислотного воздействия. Отмечается лишь небольшое количество публикаций, посвященных изучению процессов и механизмов, происходящих во время реагирования породы пласта с кислотным раствором, что является основополагающим фактором для правильного планирования воздействия и получения от него максимального эффекта. Лабораторные исследования керна являются единственной основой, которая дает предварительное представление об объекте исследования, а также процессах, происходящих в породе. Основная масса теоретических и экспериментальных исследований посвящена определению режимов СКО и композиции кислотных составов для более эффективного воздействия и растворения породы. Так, в статье [16] приведены результаты исследований по подбору кислотного состава для обработки призабойной зоны пород-коллекторов низкопроницаемых терригенных пластов юрских отложений. Установлено, что двухстадийный вариант обработки керна последовательно соляно-кислотным, а затем глинокислотным составами наиболее эффективен. В другом исследовании [17] более детально изучается процесс образования вторичного осадка при проведении СКО на терригенных коллекторах Западной Сибири. Для предупреждения его образования на основании результатов проведенных экспериментов рекомендовано строго контролировать время контакта кислотного состава с породой пласта, а также использовать модифицирующие добавки, влияющие на поверхностно-активные свойства кислотных составов. Аналогичная задача решалась и в работе для коллекторов с высокими температурами [18], где предложен процесс предварительной промывки скважины как один из наиболее эффективных этапов кислотной обработки нефтяных скважин, позволяющий значительно снизить проблему выпадения вторичного осадка. Этап предварительной промывки охлаждает поверхность породы и снижает скорость реакции кислоты с породой при высокой температуре пласта.

Отмечается рост публикаций, посвященных теме моделирования соляно-кислотного воздействия на уровне пор [19-21]. Например, в статье [19] приводятся результаты разработанной математической модели для моделирования СКО с использованием данных рентгеновской компьютерной томографии. Объектом исследования являлись образцы керна карбонатного коллектора меловых отложений. Моделирование СКО с различными скоростями закачки продемонстрировало неоднородный характер процесса растворения, приводящий к образованию червоточины при определенном диапазоне скоростей закачки.

Моделирование СКО осуществляется и на более высоком уровне – пластов и залежей с применением симуляторов кислотного воздействия. В работе [22] для полимиктовых коллекторов Западной Сибири в рамках повышения эффективности проведения обработки призабойной зоны на основе глинокислоты проведена серия расчетов для определения оптимального объема закачки кислотного состава и даны рекомендации по повышению эффективности кислотной обработки. В статье [23] рассматривается задача математического моделирования кислотного воздействия на околоскважинную зону пласта (ОЗП) газовых месторождений с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами. На основе предложенной модели исследовано продвижение кислоты и изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) в ходе нагнетания раствора кислоты для различных режимов. В статье [24] представлена модель многократных СКО, с учетом комплексного строения ОЗП объединяющая подмодели ствола скважины, расчета давлений и расходов и положения флюидов в ОЗП, развития червоточин, расчета скин-фактора и учета потокоотклонителей.

Значительно меньшее количество работ посвящено изучению влияния СКО на фильтрационно-емкостное пространство и свойства реальных карбонатных пород. В работе [25] проводилось сравнение влияния СКО на высоко- и низкопроницаемые карбонатные коллекторы. Результат проведения СКО на образцах керна показал, что при обработке низкопроницаемых образцов эквивалентная площадь каналов растворения больше, чем при кислотном воздействии на высокопроницаемые образцы, что показывает более высокую эффективность кислотного воздействия на



низкопроницаемые коллекторы. В исследовании [26] проводилось изучение влияния концентрации соляной кислоты на распределение пор по размерам образцов керна карбонатного коллектора и его ФЕС. Выявлено, что результат использования 15 %-ной соляной кислоты приводит к увеличению пористости в некоторых случаях до 2,5 раз, а медианный диаметр пор Md_n возрастает до трех раз. В статье [27] изучалось действие самоотклоняющихся кислотных составов на ФЕС и образующихся в результате СКО каналов. Продемонстрирован эффект образования сети вытравленных каналов за счет закачки самоотклоняющихся кислотных составов. Выявлено, что использование подобных составов снижает скорость проникновения кислоты, что впоследствии может обеспечить равномерную обработку.

Еще меньше работ посвящено исследованию структуры образовавшихся червоточин, в частности в образцах, относящихся к сложному типу коллектора [28-30]. Необходимо более детально изучать процесс соляно-кислотного воздействия на образцы горных пород для повышения эффективности метода СКО. Такая необходимость определила цель настоящего исследования – провести анализ изменения структуры фильтрационно-емкостного пространства горных пород, относящихся к сложному типу коллектора, под воздействием СКО на примере продуктивной части разреза Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) с применением рентгеновской компьютерной томографии и лабораторных исследований керна. Особенность объекта исследования – сложность строения фильтрационно-емкостного пространства горных пород и низкая проницаемость пластов. Ввиду того, что СКО является повсеместно применяемым методом для интенсификации добычи, возникает необходимость прямой проверки обоснованности используемых темпов закачки кислоты, где критерий успешности – факт формирования высокопроводящих каналов фильтрации (червоточин) в призабойной зоне, позволяющих существенно увеличить область дренирования скважин и тем самым вовлечь в разработку дополнительные участки пласта.

Объекты и методы исследования

При проведении работы использованы образцы реальных пород-коллекторов порово-кавернового и трещинного типов, наиболее характерные для Восточного участка ОНГКМ. В образце КП-01 представлен органогенно-детритовый известняк. Присутствуют отдельные тонкие (до 1 мм) линзы битуминозного материала, ориентированные поперек оси керна. В известняке детрит выражен обломками раковин брахиопод, гастропод, криноидей размером 0,2-1,5 мм, сцементирован мелко-тонкокристаллическим кальцитом и доломитом. Тип цемента базально-поровый, пористый. В образце Т-02 представлен хемогенный известняк, с включениями окатанных обломков фауны размером до 0,5 мм, доломитовый, сульфатизированный. Прослеживаются два стилолитовых шва, ориентированных поперек оси керна, выполненных глинисто-битуминозным материалом. Трещины в образце слабоволнистые, редко ветвящиеся, местами кулисовидные, ориентированные субпараллельно оси керна, иногда по ним наблюдаются выпоты нефти коричневой окраски. Параметр плотности трещин для образца керна составляет 0,2 шт./мм³.

Исследования на данных образцах выполнялись в несколько этапов. На первом этапе изучалась структура фильтрационно-емкостного пространства с применением компьютерной томографии (КТ) и определялась фильтрационная характеристика керна до проведения СКО, на втором – прокачка соляно-кислотного раствора через образцы керна, и в завершении – повторная съемка и лабораторные исследования керна после соляно-кислотного воздействия на образцы.

Для изучения строения фильтрационно-емкостного пространства горных пород метод рентгеновской КТ применяется с 1980-х годов. На сегодняшний день КТ является одним из развивающихся и информативных методов в нефтегазовой отрасли, который позволяет визуализировать и количественно охарактеризовать состав, структуру горных пород и их фильтрационно-емкостное пространство [31-33], а также используется для моделирования гидродинамических процессов, происходящих в фильтрационно-емкостном пространстве [34-36]. В настоящей работе рентгеновские томографические исследования проводились с использованием компьютерного томографа SkyScan 1172 (Бельгия). Параметрами сканирования были: шаг поворота 0,2 град; усреднение по восьми кадрам; угол поворота 360 град; напряжение рентгеновской трубки 100 кВ; ток 100 мкА; разрешение 10 мкм. Одно из главных преимуществ проведения компьютерной томографии заключается в возможности изучения структуры фильтрационно-емкостного пространства образцов различных



типов коллекторов без нарушения их целостности, т.е. те же цилиндры керн используются для моделирования СКО. При съемке образцы были строго сориентированы в пространстве для последующей съемки после СКО, сравнения изучаемых объектов и результатов томографии.

На установке НР-CFS прокачивался соляно-кислотный раствор через образцы КП-01 и Т-02, а также определялись их фильтрационные свойства до, в процессе закачки соляно-кислотного раствора и после нее. Такая установка позволяет на высоком уровне проводить широкий спектр экспериментов по изучению фильтрации флюидов через пористую среду при термобарических условиях пласта. Обеспечивает проведение фильтрационных экспериментов на насыпных моделях пористой среды и образцах кернов при температурах до 150 °С. При необходимости используется система противодавления, обеспечивающая максимальный уровень давления 7,0 МПа. При работе с образцами кернов давление обжима может достигать 50,0 МПа. Фильтрация флюидов производится при фиксированных расходах до 600 см³/ч. Нагрев образца керн внутри кернодержателя до температуры эксперимента обеспечивается жидкостным термостатом.

Эксперимент был максимально приближен к реальным условиям проведения СКО на скважинах. Для прокачки использовался 12 %-ный раствор соляной кислоты с добавлением необходимых ингибиторов, приготовленный для СКО в одной из скважин ОНГКМ. Эксперименты проводились при реальной пластовой температуре 20 °С, вязкость пластовой воды составила 1,024 мПа·с, а плотность – 1,012 г/см³.

Обсуждение результатов

На первом этапе при томографических исследованиях образца КП-01 выявлено: фильтрационно-емкостное пространство образца представлено межкристаллическими порами и кавернами; размер пор и каверн варьируется от 3,3 мкм до 1,9 мм при медианной величине 78,65 мкм. Параметр плотности пор $P_{пл}$ для образца составляет 277 шт./мм³; поверхность пор S_p – 6138,3 мм²/мм³; пористость K_p – 10,53 %. Основная часть емкости образца – 68,84 % приходится на поры эллипсоидной формы, на поры округлой и щелевидной форм – 17,74 и 13,42 %.

В ходе анализа томографии образца Т-02 выявлено: фильтрационно-емкостное пространство выражено межкристаллическими порами, трещинами и остаточными порами в стилолитовом шве. Размер пор варьируется от 3,3 до 448 мкм при Md_p – 57,6 мкм; $P_{пл}$ – 21 шт./мм³; S_p – 3,4 мм²/мм³; K_p – 1,07 %. Несмотря на то, что визуально на образце и томографических срезах трещина представляет некую плоскость нарушения сплошности породы, на самом деле это система полостей размером от 75 до 448 мкм эллипсоидно-трубовидной формы, среди которых сверхкапиллярные разности (95 %) связываются между собой через более мелкие. Полости трещины отличаются от межкристаллических пор в матрице породы по размеру, а также форме и ориентировке. В трещине пустоты более вытянуты (коэффициент формы 0,5-0,7 в трещине и 0,7-0,8 в матрице) и сориентированы по падению трещины. Остаточные полости в стилолитовом шве в основном эллипсоидной формы, в большей своей части изолированные друг от друга и имеют слабую гидродинамическую связь между собой. Далее через образцы прокачивалась пластовая вода до получения стабильной фильтрации при перепаде давления (ΔP) на торцах образцов, равного 4,81 атм для образца КП-01 и 19,2 атм для образца Т-02 (рис.1). Начальная проницаемость $k_{пр}$ образцов по воде составила 0,82 и 0,21 мД соответственно для образцов КП-01 и Т-02.

На втором этапе вместо пластовой воды производилась прокачка технологического соляно-кислотного раствора. Темп закачки кислоты (FIR – flow rate, постоянный расход/температура закачки) на протяжении всего эксперимента оставался одинаковым – 20 см³/ч. Как видно из графика изменения давления в процессе эксперимента (рис.1), время прорыва соляно-кислотного раствора через образец с резким падением фильтрационного сопротивления R и соответственно ростом проницаемости для порово-кавернового коллектора составило 66 мин, а для трещинного гораздо меньше – 17 мин. Конечные значения проницаемости $k_{пр}$ 5902 и 5930 мД.

На третьем этапе проводилась рентгенотомографическая съемка образцов керн после СКО. Значения проницаемости образцов и фильтрационного сопротивления однозначно показывают изменение ФЕС образцов после СКО с образованием сквозных каналов растворения. Изменения в структуре фильтрационно-емкостного пространства пород были зафиксированы с помощью КТ, проведенной на тех же режимах съемки, что и до прокачки.

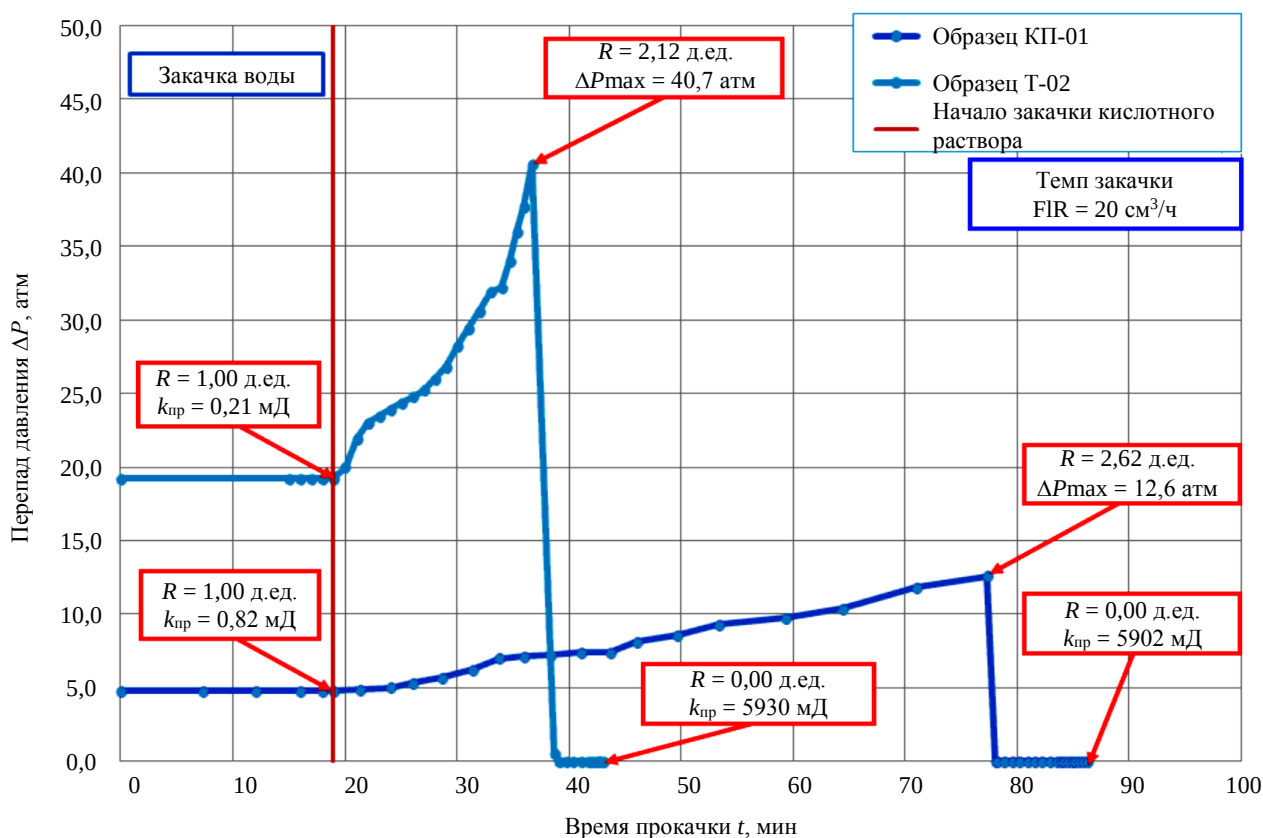


Рис.1. Характеристика изменения давления в процессе закачки в водонасыщенные образцы КП-01 и Т-02 технологического кислотного раствора

На рис.2 приведено изменение пористости по всей длине образца КП-01 и рентгенограмма образовавшегося протяженного канала растворения. В процессе СКО на входном торце наблюдался постоянный контакт карбонатного материала с кислотным раствором и растворением первого, что привело к образованию сегмента полного растворения – зона I. Далее в объеме образца была сформирована зона II изменения первичной структуры фильтрационно-емкостного пространства за счет образования новых каверн и коротких каналов, глубина которых в образце составила 7 мм.

На рис.3 приводятся томографические срезы зоны II образцов до и после СКО. По образцу КП-01 наблюдается значительное изменение структуры фильтрационно-емкостного пространства в абсолютных величинах: максимальные размеры пор и каверн увеличились с 250 до 861 мкм (в 3,4 раза); пористость этой зоны изменилась с 1 до 6,53 % (в 6,5 раз); параметр плотности также увеличился с 233 до 379 шт./мм³ (в 1,6 раза) и удельная поверхность пустот выросла с 62,4 до 225,5 мм²/мм³ (в 3,6 раза), что свидетельствует о появлении не только крупных пустот растворения, но и более мелких.

Образец Т-02 с трещинным типом пустотного пространства изначально характеризовался низкими ФЕС, но именно в нем отмечаются

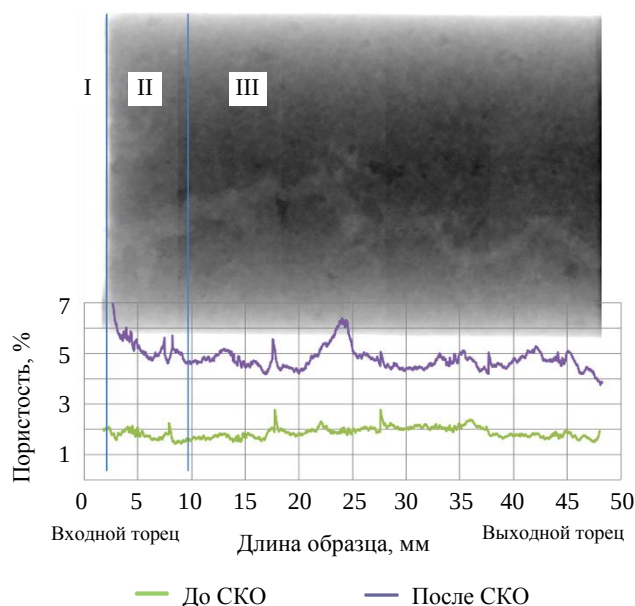


Рис.2. График распределения пористости по длине цилиндра образца КП-01 до и после кислотной обработки

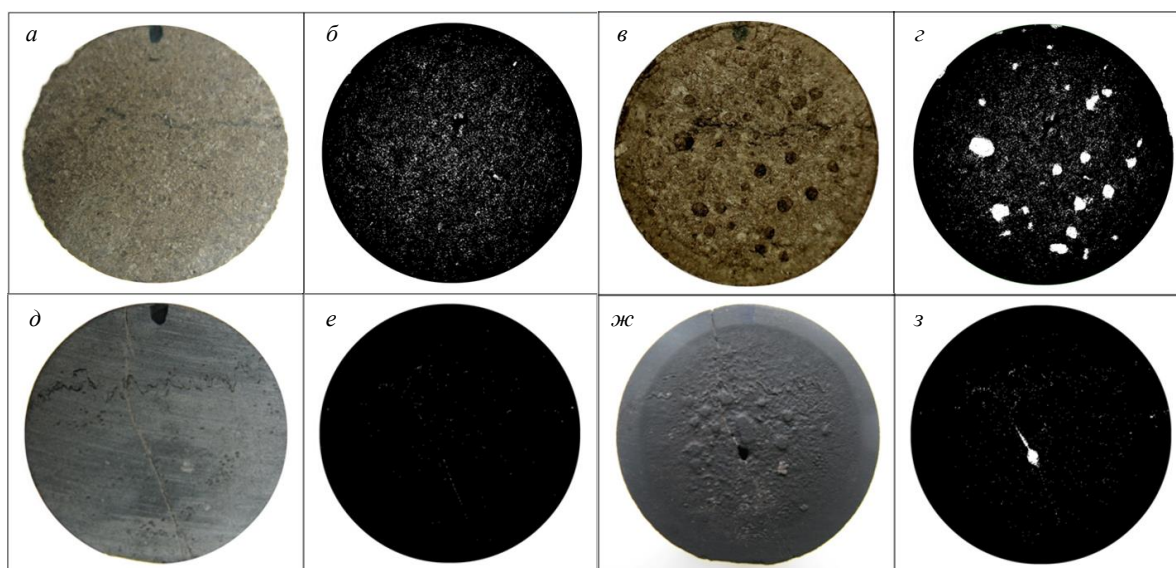


Рис.3. Внешний вид входного торца образца КП-01 до (а) и после (б) СКО и структура имеющихся в нем полых пустот (б, е); Т-02 до (д) и после (жс) СКО и структура имеющихся в нем полых пустот (е, з):

а, б – $N_n = 10593$ шт., $S_n = 62,4 \text{ мм}^2/\text{мм}^3$, $K_n = 1,00 \%$, $P_{\text{пл}} = 233 \text{ шт./мм}^3$, d_n : min 13,9 мкм, max 249,9 мкм;
 в, з – $N_n = 17231$ шт., $S_n = 225,53 \text{ мм}^2/\text{мм}^3$, $K_n = 6,53 \%$, $P_{\text{пл}} = 379 \text{ шт./мм}^3$, d_n : min 13,9 мкм, max 861,7 мкм;
 д, е – $N_n = 761$ шт., $S_n = 2,86 \text{ мм}^2/\text{мм}^3$, $K_n = 0,04 \%$, $P_{\text{пл}} = 18 \text{ шт./мм}^3$, d_n : min 13,9 мкм, max 129,0 мкм;
 жс, з – $N_n = 2828$ шт., $S_n = 17,40 \text{ мм}^2/\text{мм}^3$, $K_n = 0,45 \%$, $P_{\text{пл}} = 65 \text{ шт./мм}^3$, d_n : min 13,9 мкм, max 566,9 мкм

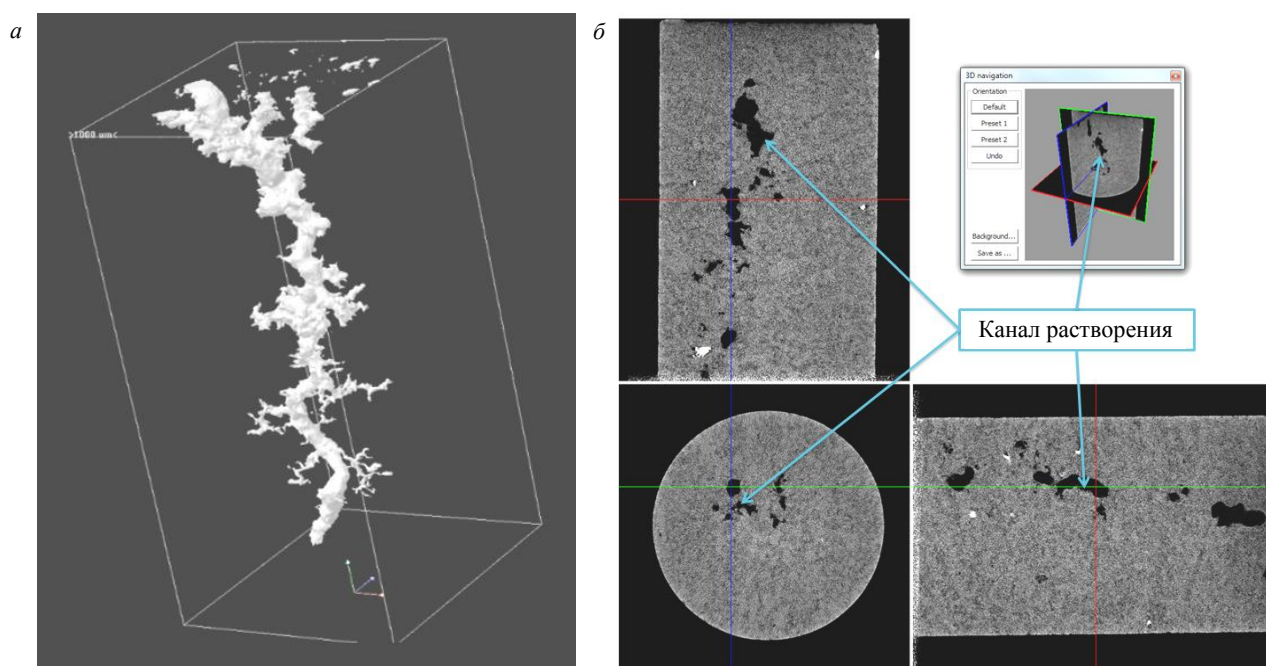


Рис.4. Внутренний объем каналов растворения: а – система 3D и его вид на томографических срезах; б – система 2D

сильные изменения в структуре фильтрационно-емкостного пространства по отношению к исходному образцу – количество пор увеличилось в 3,7 раза (с 761 до 2828 шт.); максимальный размер пустот в 4,4 раза (с 129 до 567 мкм); пористость увеличилась в 11,2 раза (с 0,04 до 0,45 %).

Далее наблюдается зона III развития одиночного протяженного (98,8 мм) канала растворения. Канал имеет извилистую конусовидную форму, размером на входе $1,9 \times 2,8 \text{ мм}$, а на выходе $1,3 \times 1,4 \text{ мм}$, с отдельными участками развития боковых более мелких и коротких каналов (рис.4). Извилистость канала T_k составляет 4,3 д.ед.; поверхность $S_k - 2,62 \text{ мм}^2/\text{мм}^3$ и объем $V_k - 0,37 \text{ см}^3$. В целом



по образцу наблюдается существенное изменение структуры фильтрационно-емкостного пространства: размеры пор и каверн увеличились до 3,4 мм при увеличении медианного диаметра почти в два раза, пористость изменилась незначительно – до 11,5 %, параметр плотности пор повысился в 1,4 раза, а проницаемость образца увеличилась значительно – на четыре порядка.

Для второго образца, характеризующего трещинный тип коллектора, КТ показала, что в нем также наблюдаются зоны I и II (рис.5), аналогичные первому образцу, но меньшего размера, а также зона развития канала растворения – зона III, распространявшегося вдоль трещин. В отличие от образца порово-кавернового типа, в образце трещинного типа на входном торце отмечаются два канала растворения (см. рис.3, з), которые уже на небольшом расстоянии объединяются в один (рис.6, а). С помощью КТ было отмечено, что в данном образце канал распространялся лишь по трещине и имеет перовидную форму, на входе более округлую размером $1,3 \times 1,9$ мм, а на выходе $0,8 \times 2,5$ мм (рис.6). $T_k - 3$ д.ед.; $S_k - 7,9$ мм²/мм³; $V_k - 0,092$ см³.

Отмечается существенное изменение структуры фильтрационно-емкостного пространства: размеры пор и каверн увеличились до 2,15 мм при увеличении медианного диаметра почти в четыре раза, пористость выросла на 2,2 %, параметр плотности пор повысился в три раза, а проницаемость образца увеличилась значительно – на четыре порядка. Полученные морфолого-петрофизические характеристики зон кислотного воздействия на образцы по выделенным зонам до и после СКО приведены в таблице.

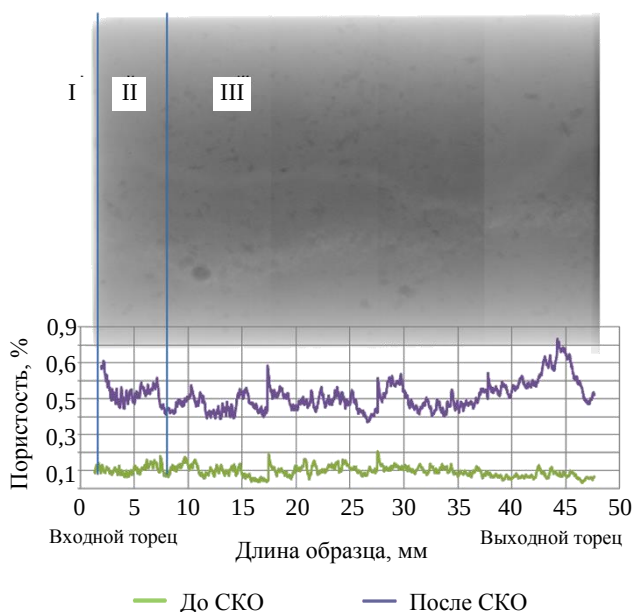


Рис.5. График распределения пористости по длине петрофизического образца Т-02 до и после кислотной обработки

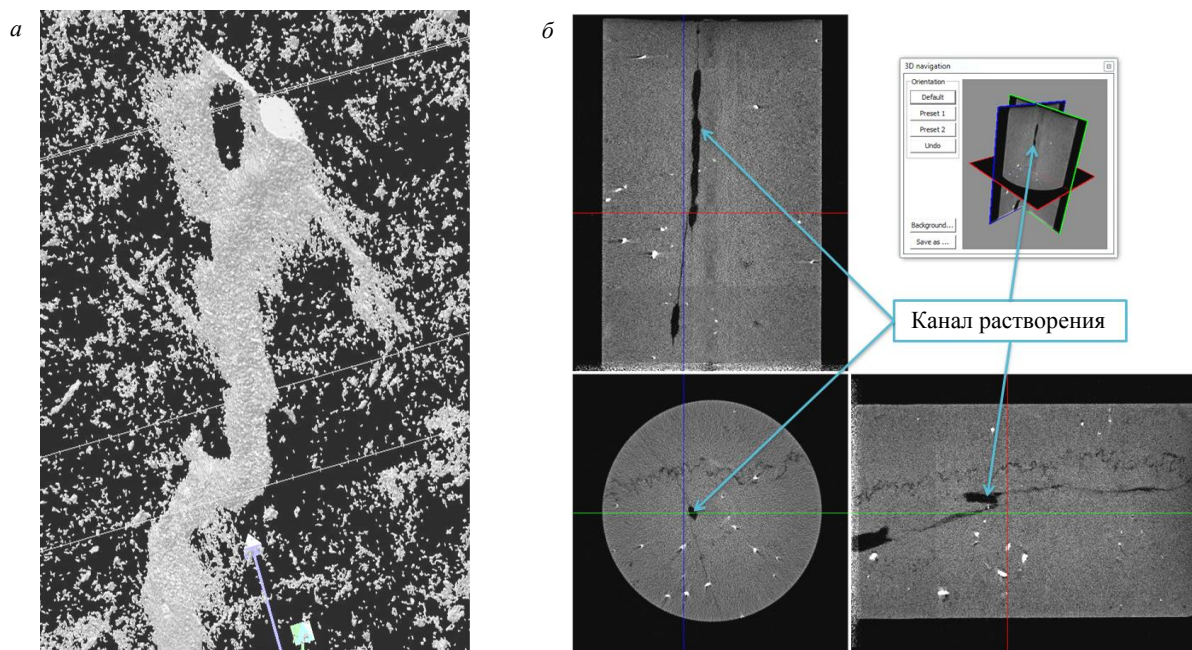


Рис.6. Внутренний объем каналов растворения: а – система 3D и его вид на томографических срезах; б – система 2D



Сводная характеристика петрофизических свойств зон воздействия соляно-кислотного раствора на коллекторы порово-кавернового (образец КП-01) и трещинного (образец Т-02) типов

Параметр	КП-01						Т-02					
	Зона I		Зона II		Зона III		Зона I		Зона II		Зона III	
	До	После	До	После	До	После	До	После	До	После	До	После
h , мм	–	0,53	–	7,4	–	38,6	–	0,34	–	4,4	–	41
V_p , см ³	–	0,28	–	0,29	–	0,44	–	0,09	–	0,013	–	0,12
N_p , шт.	–		10593	17231	15891	21975	–		791	2828	670	2203
K_p , %	–		1	6,53	1,3	2,9	–		0,04	0,45	0,04	0,45
Md_p , мкм	–		21,9	25	21,2	22,8	–		21,2	19,4	17,7	18,2
$P_{пл}$, шт./мм ³	–		233	379	349	483	–		18	65	16	51
S_p , мм ² /мм ³	–		62,4	225,5	87	162,7	–		2,9	17,4	2,6	14,4
	Канал растворения						Канал растворения					
N_k , шт.	–		1				–		2			
d_k , мм	–		$1,9 \times 2,8 \div 1,3 \times 1,4$				–		–			
l , мм	–		99				–		83			
T_k , д.ед.	–		4,3				–		3			
V , мм ³	–		368				–		92,3			
S_k , мм ² /мм ³	–		262,1				–		794,3			
$v_{p.k}$, мм/мин	–		1,5				–		4,9			

Примечания: h – толщина зоны воздействия СКО; V_p и V – объемы растворения и объектов; N_k – количество каналов растворения; d_k – диаметр каналов растворения на входном и выходном торцах; l – длина сквозных каналов растворения; $v_{p.k}$ – скорость развития каналов растворения.

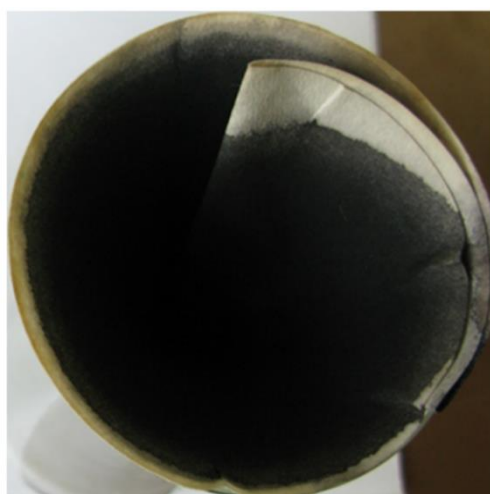


Рис.7. Внешний вид на фильтре асфальтосмолопарафиновых отложений

Таким образом, скорости преобразования пустот пород и развития каналов растворения в коллекторе порово-кавернового типа составляют 1,5 мм/мин, а в трещинном – 4,9 мм/мин; извилистость каналов растворения в первом образце 4,3 д.ед., а во втором – 3 д.ед.; проницаемость пород изменяется для первого типа от 0,8 до 5900 мД, а для второго – от 0,2 до 5930 мД.

Помимо растворения карбонатного материала и образования каналов в образцах наблюдается высвобождение тяжелых УВ. На рис.7 приведена фотография нерастворимой компоненты (АСПО) на бумажном фильтре. Движение АСПО в фильтрационно-емкостном пространстве может привести к «размазыванию» их по стенкам новообразованных пустот и привести к ухудшению гидродинамической связи каналов растворения с пустотами в матрице породы – процессу кольтматирования.

Заключение

Продемонстрированы результаты фильтрационных и цифровых рентгеномногографических исследований керны по изучению процесса формирования высокопроводящего канала (червоточины) в образцах горных пород со сложной структурой фильтрационно-емкостного пространства. Метод рентгеновской компьютерной томографии позволил детально исследовать породы как в двумерном, так и в трехмерном пространстве и охарактеризовать фильтрационно-емкостное пространство на микроуровне до и после кислотного воздействия:

1. При заданных режимах прокачки кислотного раствора образуются высокопроницаемые каналы, что свидетельствует о правильно подобранном режиме закачки.

2. В результате исследования выявлен характер работы практически используемого при СКО кислотного раствора в конкретных сложных коллекторах нефтяной оторочки ОНГКМ, в процессе которой в объеме породы формируются три зоны физико-химического воздействия:



- зона постоянного контакта карбонатных минералов пород с кислотным раствором;
- зона изменения структуры фильтрационно-емкостного пространства коллекторов с образованием каверн и коротких каналов;
- зона развития сквозного протяженного канала растворения.

3. Определена геометрия образующихся каналов растворения для различных по типу фильтрационно-емкостного пространства сложных коллекторов: трещинного и порово-кавернового. Под действием соляной кислоты в образце трещинного коллектора образовался канал конической формы с низкой разветвленностью, а при воздействии на образец, относящийся к коллектору с порово-каверновым типом, – разветвленный канал. Для коллектора трещинного типа можно сделать несколько практических выводов:

- ввиду того, что пласты подвергаются многократному кислотному воздействию, при следующей обработке кислота, как показал эксперимент, будет двигаться по тому же каналу растворения, не образуя дополнительных ответвленных каналов. Для увеличения разветвленности каналов на микроуровне возможно рекомендовать применение потокоотклоняющих технологий, чтобы перенаправить кислотный состав в низкопроницаемую матрицу пласта в скважинах с многократными СКО;

- в случае, если скважина пересекает крупные протяженные трещины, червоточина будет также распространяться вдоль них. Чтобы обеспечить достаточную стимуляцию всех зон вблизи ствола скважины, в частности матрицу коллектора, перед закачкой кислоты в пласт необходимо закупорить протяженные трещины, например с помощью тампонирующих материалов или суспензий.

4. В карбонатных разрезах, как правило, изученные два типа сложных коллекторов присутствуют совместно, а в связи с тем, что скорость развития каналов высокой проводимости разная, при выполнении СКО рекомендуется использовать и химический реагент, понижающий фильтрацию, чтобы выровнять фронт кислотной обработки или дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов.

5. Высвобождающиеся при СКО углеводородные соединения АСПО могут изолировать каналы растворения от пустот матриц пород. Это указывает на необходимость использования в кислотном растворе химического реагента, растворяющего АСПО, или же комбинирования химического метода СКО с тепловыми методами воздействия. По результатам данного исследования проведена термокислотная обработка на нескольких скважинах месторождения, и в среднем ее эффективность выше (увеличение дебита на 70 %), чем от обычной СКО (увеличение дебита на 40 %).

ЛИТЕРАТУРА

1. Рамазанов Р.Р., Харламов К.А., Летко И.И., Марценюк Р.А. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 62-65. DOI: [10.24887/0028-2448-2019-6-62-65](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-62-65)
2. Иктисанов В.А., Сахабутдинов Р.З. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 72-76. DOI: [10.24887/0028-2448-2019-5-72-76](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-72-76)
3. Борхович С.Ю., Пчельников И.В., Натаров А.Л. Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 80-83. DOI: [10.24887/0028-2448-2018-4-80-83](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-4-80-83)
4. Frisch H. Patent № US 556669. Increasing the flow of oil wells. Publ. 17.03.1896.
5. Ахмерова Э.Э., Шафикова Е.А., Анкаримова Г.И. и др. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора // Башкирский химический журнал. 2018. Т. 25. № 3. С. 86-92. DOI: [10.17122/bcj-2018-3-86-92](https://doi.org/10.17122/bcj-2018-3-86-92)
6. Шумахер М.Ю., Коновалов В.В., Хафизов В.М. Исследование основных технологических характеристик соляно-кислотных составов различного типа и их сравнительная оценка // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5 (78). С. 44-48. DOI: [10.24411/2076-6785-2020-10101](https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10101)
7. 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](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.1.7)
8. Бриков А.В., Маркин А.Н., Андреев А.Б., Кулаев Э.Г. Технологии проведения соляно-кислотных обработок для удаления солей отложений с поверхности внутрискважинного оборудования // Нефтепромысловое дело. 2019. № 6 (606). С. 65-71. DOI: [10.30713/0207-2351-2019-6\(606\)-65-71](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-6(606)-65-71)



9. Калинин В.Ф. Критерии выбора оптимальной технологии повышения продуктивности скважин физико-химическими методами в карбонатных коллекторах // Недра Поволжья и Прикаспия. 2022. Вып. 105. С. 4-42. DOI: [10.24412/1997-8316-2022-105-4-42](https://doi.org/10.24412/1997-8316-2022-105-4-42)
10. Равелев К.А. Технико-экономическое обоснование выбора технологии проведения соляно-кислотной обработки на месторождении Пермского края // Московский экономический журнал. 2020. № 7. С. 34-44. DOI: [10.24411/2413-046X-2020-10512](https://doi.org/10.24411/2413-046X-2020-10512)
11. Lufeng Zhang, Jiayuan He, Haibo Wang et al. Experimental investigation on wormhole propagation during foamed-VES acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 198. № 108139. DOI: [10.1016/J.PETROL.2020.108139](https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2020.108139)
12. Dawei Zhu, Yunjin Wang, Mingyue Cui et al. Effects of spent viscoelastic-surfactant acid flow on wormholes propagation and diverting performance in heterogeneous carbonate reservoir // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 8321-8332. DOI: [10.1016/j.egyr.2022.06.056](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.06.056)
13. Alarji H., Clark S., Regenauer-Lieb K. Wormholes effect in carbonate acid enhanced oil recovery methods // Advances in Geo-Energy Research. 2022. Vol. 6. № 6. P. 492-501. DOI: [10.46690/ager.2022.06.06](https://doi.org/10.46690/ager.2022.06.06)
14. Alarji H., Alazman A., Regenauer-Lieb K. The impact of effective tortuosity on carbonate acidizing and the validation of Damköhler and Péclet dimensionless phase space // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 212. № 110313. DOI: [10.1016/j.petrol.2022.110313](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110313)
15. Kiani S., Jafari S., Apourvari S.N., Mehrjoo H. Simulation study of wormhole formation and propagation during matrix acidizing of carbonate reservoirs using a novel in-situ generated hydrochloric acid // Advances in Geo-Energy Research. 2021. Vol. 5. № 1. P. 64-74. DOI: [10.46690/ager.2021.01.07](https://doi.org/10.46690/ager.2021.01.07)
16. Мазаев В.В., Томчук Н.Н., Шабаловская Е.А., Шахматов И.С. Лабораторные исследования эффективности кислотного воздействия на породы низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2020. № 2 (614). С. 41-47. DOI: [10.30713/0207-2351-2020-2\(614\)-41-47](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-2(614)-41-47)
17. Томчук Н.Н., Филатова Е.А., Мазаев В.В. Оптимизация рецептур кислотных составов для ОПЗ коллекторов нефти среднеюрских отложений месторождений Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 1 (254). С. 75-80.
18. Karimi M., Shirazi M.M., Ayatollahi S. Investigating the effects of rock and fluid properties in Iranian carbonate matrix acidizing during pre-flush stage // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 166. P. 121-130. DOI: [10.1016/j.petrol.2018.03.002](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.002)
19. Ivanov E., Korobkov D., Varfolomeev I. et al. Digital Core Analysis as an Efficient Tool for Acid Treatment Optimization // E3S Web of Conferences. 2023. Vol. 366. № 01002. DOI: [10.1051/e3sconf/202336601002](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202336601002)
20. Piyang Liu, Chaoping Huang, Lijing Jia et al. Numerical Simulation of the Wormhole Propagation in Fractured Carbonate Rocks during Acidization Using a Thermal-Hydrologic-Mechanics-Chemical Coupled Model // Water. 2022. Vol. 14. Iss. 24. № 4117. DOI: [10.3390/w14244117](https://doi.org/10.3390/w14244117)
21. Gaofan Yue, Xi Zhu, Guiling Wang, Feng Ma. Mineral Reaction Kinetics during Acidizing of the Gaoyuzhuang Carbonate Geothermal Reservoir in the Xiong'an New Area, Northern China // Water. 2022. Vol. 14. Iss. 19. № 3160. DOI: [10.3390/w14193160](https://doi.org/10.3390/w14193160)
22. Хасанов М.М., Мальцев А.А. Моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 678-687. DOI: [10.31897/PMI.2021.5.7](https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.7)
23. Бурнашев В.Ф., Хужаёров Б.Х. Математическое моделирование кислотного воздействия на ПЗП газовых месторождений с карбонатными коллекторами с учетом трещиноватости породы // Проблемы вычислительной и прикладной математики. 2017. № 4 (10). С. 10-18.
24. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Моделирование многократных кислотных обработок карбонатных коллекторов с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта // Перспективные направления развития современной науки: Сборник научных работ 61-й Международной научной конференции Евразийского Научного Объединения, март 2020. Евразийское Научное Объединение, 2020. С. 421-426.
25. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. Моделирование кислотной обработки карбонатных пластов с разными коллекторскими свойствами // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2021. № 4. С. 24-30 (in English). DOI: [10.21440/0536-1028-2021-4-24-30](https://doi.org/10.21440/0536-1028-2021-4-24-30)
26. Nugroho A., Amanah N.L., Kamal H.P., Angkasa S. Acid Treatment on Carbonate Rock: An Effect of HCL Concentration on Rock Properties and Fluid Flowrates // Journal of Emerging Supply Chain, Clean Energy, and Process Engineering. 2022. Vol. 1. № 1. P. 7-18. DOI: [10.57102/jescee.v1i1.2](https://doi.org/10.57102/jescee.v1i1.2)
27. Маннанов И.И., Таипов К.С., Гиля-Зетинев А.Г., Ганиев Д.И. Оптимизация подходов к выбору кислотных составов и выбора режима закачки на основе фильтрационных экспериментов при моделировании кислотного воздействия на образцы керн // Нефтяная провинция. 2022. № 1 (29). С. 223-237. DOI: [10.25689/NP.2022.1.223-237](https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.223-237)
28. Xiangdong Qiu, Aidagulov G., Ghommam M. 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. P. 570-583. DOI: [10.1016/j.petrol.2018.07.075](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.075)
29. Al-Arji H., Al-Azman A., Le-Hussain F., Regenauer-Lieb K. Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 203. № 108593. DOI: [10.1016/j.petrol.2021.108593](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108593)
30. Hyunsang Yoo, Youngmin Kim, Wonsuk Lee, Jeonghwan Lee. An experimental study on acid-rock reaction kinetics using dolomite in carbonate acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 168. P. 478-494. DOI: [10.1016/j.petrol.2018.05.041](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.041)
31. Абросимов А.А. Применение рентгенотомографии для изучения фильтрационно-емкостных систем коллекторов нефти и газа // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. № 4 (281). С. 5-15.
32. Reedy C.L., Reedy C.L. High-resolution micro-CT with 3D image analysis for porosity characterization of historic bricks // Heritage Science. 2022. Vol. 10. № 83. DOI: [10.1186/s40494-022-00723-4](https://doi.org/10.1186/s40494-022-00723-4)



33. Yazygina I.V., Shelyago E.V., Abrosimov A.A., Yakushev V.S. New Method of Oil Reservoir Rock Heterogeneity Quantitative Estimation from X-ray MCT Data // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 16. № 5103. DOI: [10.3390/en14165103](https://doi.org/10.3390/en14165103)
34. Абросимов А.А., Шеляго Е.В., Язынина И.В. Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей // *Записки Горного института*. 2018. Т. 233. С. 487-491. DOI: [10.31897/PMI.2018.5.487](https://doi.org/10.31897/PMI.2018.5.487)
35. Saxena N., Hows A., Hofmann R. et al. Estimating Pore Volume of Rocks from Pore-Scale Imaging // *Transport in Porous Media*. 2019. Vol. 129. Iss. 1. P. 403-412. DOI: [10.1007/s11242-019-01295-x](https://doi.org/10.1007/s11242-019-01295-x)
36. Бембель С.Р., Александров В.М., Пономарев А.А. и др. Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных пород-коллекторов с использованием результатов микротомографии кернa // *Нефтяное хозяйство*. 2019. № 8. С. 86-88. DOI: [10.24887/0028-2448-2019-8-86-88](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-86-88)

Автор А.А.Абросимов, член-корреспондент РАН, канд. техн. наук, инженер, abrosimov.aa@inbox.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7120-8405> (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия).

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.