

Современные представления о процессе кислотного воздействия на карбонатные продуктивные пласты: обзор экспериментальных и теоретических исследований

К.М. Федоров, Р.М. Ганопольский, А.Я. Гильманов*
Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Кислотное воздействие на карбонатные пласты является распространенной технологией повышения их продуктивности. Конкуренция скоростей потока реагентов в пористой среде и их реакции с матрицей породы является ключевым вопросом совершенствования такого процесса для формирования червоточин в призабойной зоне скважин и максимального повышения их продуктивности. Многие экспериментальные и теоретические исследования посвящены анализу процесса. Многообразие подходов в этих исследованиях приводит к актуальной задаче выделения основных групп, принципиально отличающихся друг от друга. Целью статьи является комплексный анализ результатов последних экспериментальных и теоретических исследований процесса кислотной обработки и создание общих представлений о процессе. Рассматриваются три основных типа экспериментальных установок, предназначенных для анализа различных сторон реакции и фильтрации кислоты через карбонатные керны. Среди них новым инструментом в изучении процесса является высокоразрешающая рентгеновская томография, анализ возможности которой проводится в статье. Для объединения результатов исследований в общую картину рассматриваются также теоретические исследования. На основе проведенного обзора установлено, что полуэмпирический и двухмасштабный подходы моделирования играют основополагающую роль в понимании химии и физики процесса. Эти подходы раскрыли природу образования доминантных червоточин как неустойчивого процесса вытеснения. Авторы выделяют проблему плотности доминантных червоточин на единицу площади как наиболее актуальный вопрос, поскольку эта проблема является мостиком от экспериментального и теоретического изучения к прогнозированию кислотных обработок скважин в карбонатных породах. Установлено, что результаты экспериментальных исследований критической скорости закачки кислоты в пласт, объема для формирования зоны повышенной проводимости заданных размеров не всегда коррелируют с промысловыми данными. Определено, что для дизайна кислотных обработок более подходящими являются упрощенные прокси-модели.

Ключевые слова: карбонатная порода, кислота, скорость реакции, поровый объем до прорыва, критическая скорость, рентгеновская томография, двухмасштабная модель, полуэмпирический и двухмасштабный подходы

Для цитирования: Федоров К.М., Ганопольский Р.М., Гильманов А.Я. (2026). Современные представления о процессе кислотного воздействия на карбонатные продуктивные пласты: обзор экспериментальных и теоретических исследований. *Георесурсы*, 28(1), с. 19–31. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.1>

Введение

Задача фильтрации активной жидкости, реагирующей с пористой средой, играет важную роль в прикладных аспектах проблемы стимуляции продуктивности и приемистости скважин в карбонатных пластах путем закачки кислоты (Schechter, 1993; Кононенко, Скачедуб, 2009;

Jiang et al., 2023). Максимальную эффективность такого воздействия связывают с формированием высокопроницаемых каналов – червоточин (Булгакова и др., 2009). Их размеры достигают миллиметров, а протяженность может составлять метры (Булгакова и др., 2010). Формирование червоточин связано с конкуренцией гидродинамических процессов и скорости реакции кислоты (dos Santos et al., 2023).

Основу карбонатных пластов составляют кальциты и доломиты, в качестве кислоты обычно применяется наиболее дешевая и распространенная соляная кислота (Насибулин, 2012; Дерендяев, 2022). Реакция этих

* Ответственный автор: Александр Янович Гильманов
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

реагентов в значительной степени необратимая, а уравнения реакции имеют вид:

- для кальцита: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$,
- для доломита: $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$.

Скорость реакции соляной кислоты с кальцитом более чем в 100 раз выше, чем с доломитом (Wang et al., 1993).

При низких скоростях фильтрации кислоты преобладающим процессом является скорость реакции. В этом случае реакция протекает в узком фронте, и реализуется так называемый фронтальный режим кислотной обработки (face dissolution). При высоких скоростях фильтрации, наоборот, превалирует гидродинамическая составляющая, и реакция протекает практически во всем объеме породы, а режим называется объемным (unified dissolution). При критической скорости, сопоставимой со скоростью реакции, происходит формирование каналов с миллиметровым диаметром и длиной более метра. В таком случае наблюдается формирование доминантных червоточин (wormhole formation).

Скорость реакции, в свою очередь, определяется конкуренцией диффузионного процесса подвода кислоты к поверхности карбонатов и кинетического, когда подвод определяется гидродинамической скоростью потока кислоты (Fredd, Fogler, 1998a).

Описанные процессы (массообмен при реакции, диффузия и среднemasсовая скорость кислоты в порах) происходят на масштабе отдельных пор. Анализ влияния процессов на прогнозирование характеристик кислотных обработок на масштабе, на котором выполняется закон Дарси, реализуется через безразмерные критерии подобия (Нигматулин, 1987; Panga et al., 2005). Описанные процессы в пористой среде характеризуются тремя безразмерными критериями: реакционной способностью кислоты или массой породы, реагирующей с единицей массы раствора кислоты; числом Дамкелера, отражающим соотношение скорости реакции к гидродинамической скорости; числом Пекле, равным отношению скорости потока к скорости диффузии. В свою очередь число Дамкелера зависит от типа режима реакции – кинетического или диффузионного (Fredd, Fogler, 1998b). Следовательно, результаты моделирования, описывающие взаимодействие кислоты с породой в отдельной поре, являются исходной информацией для масштабных моделей формирования и развития червоточин в призабойной зоне обрабатываемых скважин (Akanni, Nasr-El-Din, 2015).

В настоящее время, несмотря на наличие результатов различных исследований процесса кислотной обработки карбонатных пластов, не выделены их основные группы и не обозначены проблемные области в каждой из них, что обуславливает актуальность работы. Целью статьи является комплексный анализ результатов последних экспериментальных и теоретических исследований процесса кислотной обработки и создание общих представлений о процессе. Задачами исследования являются сравнение результатов экспериментальных исследований и промышленных данных, анализ применения высокоразрешающей рентгеновской томографии, определение проблем переноса результатов экспериментальных исследований для дизайна реальных работ, анализ математических моделей процесса и выделение наиболее перспективных

подходов. Научная новизна работы заключается в том, что указаны малоисследованные стороны процессов кислотных обработок, позволяющие выявить наиболее перспективные направления дальнейших исследований эффективности применения кислотных обработок для создания инструментов планирования и прогнозирования технологических параметров в промышленных условиях.

Экспериментальные методы исследования процессов кислотных обработок

Экспериментальные методы исследования процессов кислотных обработок позволяют определять параметры этого процесса при исследовании образцов горной породы (Novikov et al., 2022). Скорость реакции кислотной обработки K_r определяется массой кислоты, вступающей в реакцию с карбонатом на единице площади поверхности, отнесенной обычно к плотности воды ρ_w , ее размерность равна м/с. K_r считается пропорциональной концентрации кислоты в степени n , значение которой называется порядком реакции, умноженной на константу:

$$K_r = \frac{ac^n}{\rho_w}, \quad (1)$$

где a – константа скорости реакции, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, c – концентрация кислоты, д.е., n – порядок реакции, д.е., ρ_w – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$. Экспериментальное определение скорости реакции производится на установке ротационного типа (Schechter, 1993; Taylor, Nasr-El-Din, 2009; Мещеряков и др., 2020), схема которой приведена на рис. 1. В основу методики измерения положено решение Левича о линейном распределении концентрации реагента в направлении, перпендикулярном вращению реагирующего диска (Левич, 1959).

Реагирующий диск изготавливается из измельченной карбонатной породы и вращается с различной скоростью в сосуде с раствором кислоты. При фиксированной скорости вращения производится замер концентрации ионов Ca^+ и Mg^+ в различные моменты времени. Согласно уравнению реакции, скорость изменения концентрации катионов пересчитывается в скорость реакции. Полученная зависимость удельной скорости растворения в интервале малых угловых скоростей вращения (диффузионном режиме реакции) позволяет рассчитать (Левич, 1959) коэффициент молекулярной диффузии кислоты,

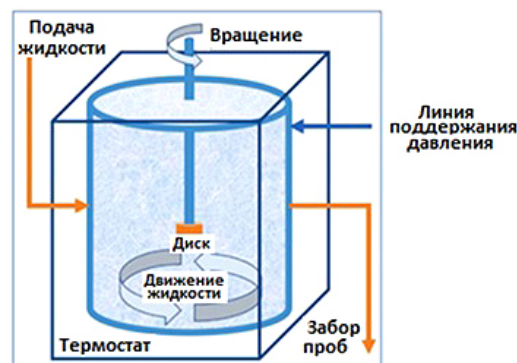


Рис. 1. Принципиальная схема реактора для исследования кинетики растворения вращающегося карбонатного диска (Taylor, Nasr-El-Din, 2009)

а в области высоких скоростей вращения для кинетического режима реакции можно рассчитать и порядок реакции. Диффузионный и кинетический режимы реакции хорошо различимы на графике зависимости скорости реакции от скорости вращения диска, представленной на рис. 2.

Характерные скорости реакции зависят в первую очередь от концентрации кислоты и температуры (Телков, Ситдинов, 2023; Студеникин и др., 2024), для кальцитов они варьируются в небольшом диапазоне 0.1–0.2 см/с, для доломитов среднее значение значительно меньше, а интервал изменения, наоборот, больше: $1 \cdot 10^{-4}$ – $7 \cdot 10^{-3}$ см/с. Значения коэффициента молекулярной диффузии для кальцитов и доломитов близки к друг другу и составляют $4 \cdot 10^{-5}$ – $6 \cdot 10^{-5}$ см²/с (Lund et al., 1973; Wang et al., 1993). Скорость реакции влияет на процесс формирования червоточин. Чем больше в горной породе будет доломитов, и чем меньше кальцитов, тем ближе значения скорости реакции будут к диапазону $1 \cdot 10^{-4}$ – $7 \cdot 10^{-3}$ см/с, следовательно, процесс формирования червоточин будет проходить в пласте на 1–3 порядка дольше по времени, что следует учитывать при планировании технологии кислотного воздействия.

Даккорд (Daccord, 1987), возможно, одним из первых дал трактовку формирования червоточин как развития процесса неустойчивого внедрения кислоты в реагирующую пористую среду. К сожалению, эта трактовка не отвечает на многие вопросы. Типовыми исследованиями кислотных обработок карбонатов стали фильтрационные установки по прокачке кислоты через матрицу породы. В экспериментах поддерживается постоянной скорость закачки и выходное давление в конце образца керна. Производятся замеры объема прокачанной жидкости, отнесенного к поровому объему, концентрации кислоты на выходе из образца и динамики перепада давления (Телин и др., 2001; Monette, Nguyen, 2023). При критических скоростях закачки кислоты формируется доминантная червоточина, на образование которой требуется меньше всего реагента. В этих экспериментах исследуется зависимость объема закачки кислоты до ее прорыва на выходе, обезразмеренного на объем пор (далее в статье этот параметр назван поровым объемом до прорыва PV_b), от удельной (на единицу площади) скорости закачки q . Пример такой зависимости из работы (Yoo et al., 2021)

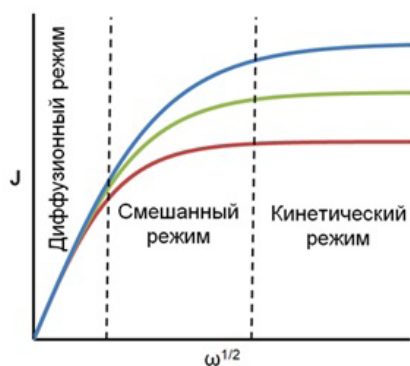


Рис. 2. Качественный вид теоретической зависимости скорости реакции от угловой скорости вращения карбонатного диска (Левич, 1959). J – удельная скорость растворения, с⁻¹, ω – угловая скорость вращения диска, рад/с, цвет кривых соответствует росту значений концентрации кислоты от красного цвета (минимальная) к синей (максимальная).

приведен на рис. 3. Однако эти результаты не всегда коррелируют с промышленными данными. Например, в экспериментах (Glasbergen et al., 2009) скин-фактор достигал –2, а в промышленных данных –4. Это может быть связано с небольшими размерами исследуемых в экспериментах образцов породы, в которых время роста доминантных червоточин сопоставимо с начальным этапом фронтального кислотного воздействия и формирования конических каналов.

Так как основной интерес представляют значения критической скорости закачки кислоты q_{cr} и минимальный поровый объем до прорыва, при которых формируется доминантная червоточина, то в дальнейшем будет анализироваться влияние других параметров именно на эти значения. Для кальцитов и доломитов критические величины при нормальных условиях оцениваются следующими значениями (Bazin, 2001; Mustafa et al., 2022; Mohammadi, 2024):

$$q_{cr}^c \approx 1 - 2.5 \frac{\text{см}}{\text{мин}}, \quad q_{cr}^d \approx 0.1 \frac{\text{см}}{\text{мин}}, \quad (2)$$

$$PV_b^c \approx 0.4 - 1, \quad PV_b^d \approx 2 - 3,$$

где q_{cr}^c и q_{cr}^d – критическая скорость закачки для кальцитов и доломитов соответственно, PV_b^c и PV_b^d – поровый объем до прорыва для кальцитов и доломитов. Увеличение содержания доломитов в породе приводит к снижению критической скорости закачки кислоты на порядок, а поровый объем закачанного реагента до прорыва кислоты возрастает в 2–3 раза.

Так как удельная скорость закачки кислоты является размерной величиной, то для получения универсальной зависимости предпринимались попытки найти безразмерный комплекс, который бы заменил размерную скорость (Ganopolskij et al., 2024). Наиболее известным является число Дамкелера в интерпретации Фредда и Фоглера (Fredd, Fogler, 1999). Ими было установлено, что зависимость порового объема до прорыва от числа Дамкелера обобщает результаты применения целой группы кислот.

Во многих исследованиях вводятся понятия о «радиальном» (течение из цилиндрического канала) и «линейном» (закачка в торец образца) режимах распространения червоточин, при этом делается заключение о том, что линейное распространение каналов



Рис. 3. Данные фильтрационных экспериментов из работы (Yoo et al., 2021). Критические параметры формирования доминантных червоточин. q – удельная скорость закачки, см/мин, q_{cr} – критическая скорость закачки, см/мин, PV_b – поровый объем закачанного реагента до прорыва кислоты, безразмерный.

в экспериментах отличается от радиального в реальных условиях (Glasbergen et al., 2009). С другой стороны, основные объемы кислоты распространяются по сформированным доминантным червоточинам, в которых течение линейное. Авторы предполагают, что различия критических параметров при радиальном и линейном течении связаны с различием площадей, на которую делится скорость закачки кислоты.

Кроме описанных параметров, на формирование червоточин влияют и другие характеристики. В работе (Izges et al., 2010) представлено подробное сопоставление результатов экспериментальных и численных исследований по влиянию температуры на формирование доминантных червоточин. Вопросы влияния температуры на их фрактальные свойства также рассмотрены в работах (Siddiqui et al., 2006; Al-Mutairi et al., 2012).

Если обобщить экспериментальные исследования, можно сформулировать следующие тренды влияния основных характеристик процесса кислотной обработки на критические параметры. Большинство проведенных экспериментальных исследований показали, что повышение температуры приводит к росту как критической скорости закачки, так и минимального значения порового объема до прорыва, повышение концентрации кислоты дает рост критической скорости закачки и снижение минимального порового объема до прорыва, с ростом проницаемости возрастает критическая скорость, а минимальный поровый объем до прорыва снижается. Что касается влияния минералогии, то в работе (Dong et al., 2016) было установлено, что минимальный поровый объем до прорыва для доломитов больше, чем для кальцитов.

Последние исследования процесса формирования червоточин проводились на масштабных установках по закачке кислоты из цилиндрического канала (модели скважины) в окружающие породы с размерами порядка десятков сантиметров. Такая модель призабойной зоны скважины подвергалась рентгеновскому томографическому исследованию с построением трехмерных структур червоточин (McDuff et al., 2010; Qiu et al., 2018). Пример такой структуры из работы (McDuff et al., 2010) представлен на рис. 4. Результаты масштабных экспериментов показали, что плотность формируемых червоточин в среднем составляет около 7 на квадратный метр площади подвода кислоты.



Рис. 4. Структура червоточин вблизи цилиндрического канала (модели скважины) после закачки раствора кислоты в карбонатную (из кальцита) масштабную модель пласта (McDuff et al., 2010)

Очевидно, что по мере закачки реагента скорость роста доминантной червоточки замедляется вследствие роста площади боковой поверхности червоточки, появления и роста отдельных ответвлений (Булгакова и др., 2010). Даккорд (Daccord et al., 1989) предложил описывать зависимость эффективной длины червоточки от объема прокачки кислоты степенной функцией, хотя использование функции с предельным значением аргумента (максимальной длиной червоточки) при стремлении аргумента к бесконечности более оправдано.

Простые аналитические выкладки привели Даккорда к выводу, что перепад давления на образце в фильтрационном эксперименте также зависит от времени по степенному закону, и показатели введенных степеней однозначно связаны между собой. В экспериментах (Tardy et al., 2007; Qi et al., 2017) было установлено, что режимы формирования червоточин (конусообразные, доминантные и разветвленные) отличаются не только значением показателя, но и его знаком. Таким образом, было установлено, что показатель связан с фрактальными свойствами червоточин.

Развитие высоко разрешенной рентгеновской компьютерной томографии открыло новые возможности в исследовании геометрии червоточин от конусообразных до разветвленных и их характеристик. Новые результаты были связаны с исследованиями режимов образования червоточин и динамики перепада давлений при их формировании и развитии (Bazin et al., 1997; Buijse, Glasbergen, 2005; Ghommem et al., 2015).

Наличие двух подходов (использование стандартных фильтрационных установок и рентгеновской томографии) для исследования процесса кислотной обработки приводит к неоднозначным результатам. Так, применение для исследований процессов кислотных обработок карбонатов стандартных фильтрационных установок имеет несколько проблематичных тонкостей. Во-первых, как будет показано в следующем разделе, корректное определение удельных скоростей закачки реагента, в том числе критической, связано с вопросом, на какой площади формируется одна доминантная червоточина. Использование стандартных кернодержателей не позволяет в экспериментах варьировать площадь притока. Во-вторых, томографическими исследованиями было показано, что инициации доминантной червоточки предшествует переходный период формирования конусного канала и разветвленной червоточки. Этот переходный период смазывает картину динамики перепада давления во время роста доминантной червоточки, так как по времени занимает значительное место. Надежных методик выделения интервала времени, соответствующего росту такой червоточки, пока нет, что приводит к погрешностям выводов о режиме их роста. Выход может быть в использовании более длинных образцов, некоторые исследования показывают влияние длины пористого образца на критические параметры (Bazin, 2001; Dong et al., 2014).

Теоретические подходы к описанию процессов кислотных обработок

Теоретические инструменты для исследования процесса кислотной обработки можно сгруппировать в четыре направления. Прямое исследование этого процесса с использованием сетевых моделей было характерно

для начального этапа теоретического анализа (Hoefner, Fogler, 1988). В этом подходе задается матрица сферических пор, соединенных относительно тонкими цилиндрическими каналами. Число пор составляет несколько тысяч, размеры каналов настраиваются на заданную проницаемость породы или сетевые модели порового пространства, передающие характеристики компьютерной томографии кернов (Sheng et al., 2011). В работе (Øren et al., 1998) представлены алгоритмы такого моделирования с воспроизведением капиллярной кривой и фазовых проницаемостей.

Процесс кислотной обработки моделируется в пять этапов (Tansey, Balhoff, 2016). На первом рассчитывается поле порового давления и, следовательно, соответствующие скорости потока на основе баланса массы в каждой поре, на втором этапе моделируется транспорт кислоты с учетом конвективного и кондуктивного переноса, на третьем этапе рассчитывается расход кислоты, вступающей в гетерогенную реакцию со стенками пор, который включает стехиометрическое соотношение реагентов, на четвертом этапе пересчитываются размер каналов между порами и их новая проводимость, на последнем этапе определяется критерий слияния пор, и делается заключение о представлении двух из них в виде единого узла. Применение такого подхода для транспорта кислоты через карбонатную матрицу породы воспроизводит экспериментальные данные о формировании доминантных червоточин при критических скоростях закачки.

Наиболее обсуждаемым теоретическим подходом к описанию процессов кислотных обработок карбонатов является установление фундаментальных зависимостей между объемом закачки кислоты и размерами формируемых червоточин, а также другими характеристиками потока (Булгакова и др., 2010; Смирнов и др., 2010). Это направление объединяет так называемые полуэмпирические модели. Как указывалось ранее, характеристики потока определяются тремя безразмерными числами или критериями подобия (Мещеряков и др., 2020). Обычно принимаются следующие определения этих чисел:

$$Da = \frac{ac_o^n S_s L}{u_m}, \quad Pe = \frac{u_m \sqrt{k}}{D}, \quad N_{ac} = \frac{\phi \kappa_r c \rho_w}{(1 - \phi) \rho_r}, \quad (3)$$

где a – константа скорости реакции, м/с, c_o – исходная концентрация кислоты, д.е., n – порядок реакции по кислоте, д.е., $K = ac_o^n$ – скорость реакции, м/с, u_m – удельная (на единицу поверхности) скорость потока, м/с, L – характерный размер зоны проникновения кислоты, м, k – проницаемость породы, м², D – коэффициент молекулярной диффузии, м²/с, ϕ – пористость, д.е., κ_r – стехиометрический коэффициент, безразмерный, ρ_w , ρ_r – плотность водной фазы и породы, кг/м³, S_s – удельная поверхность матрицы породы, м²/м³, иногда добавляемая в число Дамкелера Da , Pe – число Пекле, безразмерное, N_{ac} – число растворяющей способности кислоты или коэффициент кислотной емкости, безразмерное. Так как скорость реакции зависит от скорости подвода кислоты к стенке пор, то часто в безразмерных числах используют значение среднemasсовой скорости кислоты в поровом пространстве, которая наиболее точно характеризует этот подвод (Buijse, Glasbergen, 2005). Для диффузионного режима

реакции может использоваться другое определение числа Дамкелера (Gong, El-Rabaa, 1999):

$$Da = \frac{4D^{\frac{5}{3}}\sqrt{k}}{\pi d^2 v^{\frac{2}{3}} u_m}, \quad (4)$$

где v – кинематическая вязкость раствора кислоты, м²/с, d – характерный диаметр, м.

Авторы (Hoefner, Fogler, 1988) постулировали однозначную связь объема закачки кислоты, нормированного на поровый объем породы, до момента прорыва реагента на выходе из исследуемого образца от обратного числа Дамкелера. Они показали, что эта зависимость является универсальной, на нее не влияет тип кислоты (Fredd, Fogler, 1998b). Универсальные зависимости, не меняющиеся при различных концентрациях кислоты, температурах среды, проницаемостях породы, исследовал целый ряд авторов (Wang et al., 1993; Bazin et al., 1997; Fredd, Fogler, 1999; Furui et al., 2010; Dong et al., 2016; Sayed, Chang, 2023). Попытки поиска таких зависимостей предпринимаются с конца XX века по настоящее время (Gong, El-Rabaa, 1999; Al-Arji et al., 2021; Ganopolskij et al., 2024).

Следующий подход к теоретическим исследованиям формирования и роста червоточин объединяет двухмасштабные континуальные модели. В рамках этих моделей выделяются подвижная водная фаза и неподвижная карбонатная матрица породы, компонентами подвижной фазы являются вода и кислота. Рассматриваются характеристики процесса, усредненные на масштабе Дарси. Записываются уравнение движения в форме закона Дарси с переменной проницаемостью, законы сохранения для матрицы породы (изменение пористости определяется кинетическим законом реакции), транспорт концентрации кислоты с учетом ее кондуктивного и конвективного переноса и реакции с породой и суммарное уравнение сохранения массы, которое для принятых допущений сводится к равенству изменения массы породы за счет суммарного конвективного потока водной фазы (Panga et al., 2005):

$$\vec{u} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \cdot \vec{\nabla} p, \quad (5)$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = a(c - c_s) S_s \kappa_r, \quad (6)$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \vec{\nabla} \vec{u} = 0, \quad (7)$$

$$\frac{\partial \phi c}{\partial t} + \vec{\nabla} \vec{u} c = \vec{\nabla} (\phi \mathbf{D} \cdot \vec{\nabla} c) - a(c - c_s) S_s, \quad (8)$$

где u – скорость фильтрации ($u_m \phi$), м/с, \mathbf{k} – тензор проницаемости, м², \mathbf{D} – тензор диссипации, м²/с, c_s – концентрация кислоты на стенках матрицы породы, д.е., c – концентрация кислоты в потоке, д.е., t – время, с, μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с, p – давление, Па.

Характеристики микромеханики реакции на уровне отдельных пор передаются в масштабную модель через безразмерные критерии: числа Шервуда, Рейнольдса, Шмидта, Дамкелера, Пекле и растворяющей способности кислоты (Maheshwari et al., 2013; Golfier et al., 2002). Именно через них задаются замыкающие соотношения, связывающие средний размер пор, коэффициенты диссипации, диффузии, пористость, проницаемость и удельную

поверхность матрицы породы. Следует отметить, что эти связи включают константы, которые определяются из экспериментов или в процессе настройки на данные реальных процессов:

$$\frac{k}{k_o} = \left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)^\gamma \left(\frac{\phi(1-\phi_o)}{\phi_o(1-\phi)}\right)^{2\beta}, \quad \frac{r}{r_o} = \sqrt{\frac{k\phi_o}{k_o\phi}}, \quad \frac{S_s}{S_{so}} = \frac{\phi r_o}{\phi_o r}, \quad (9)$$

где k , k_o – текущая и начальная компоненты тензора проницаемости, m^2 , ϕ_o – начальная пористость, д.е., S_s , S_{so} – текущая и начальная удельная поверхность матрицы породы, m^2/m^3 , r , r_o – текущий и начальный средний радиус пор, m , γ и β – параметры, безразмерные.

Численное решение конкретных задач показывает, что в рамках этой модели происходит процесс образования червоточин при определенных скоростях потока, напоминающий формирование неустойчивой картины вытеснения в более простой модели Саффмана-Тейлора (Saffman, Taylor, 1958). При определенных скоростях формируется доминантная червоточина. Однако при уменьшении скорости потока и обратного числа Дамкелера ее рост сменяется конусным (conical) режимом, который наблюдается и в экспериментах.

Можно отметить, что расчеты процесса проводятся на очень подробных сетках (несколько миллионов ячеек) даже для небольших размеров исследуемого поля. Расчеты на таких моделях воспроизводят экспериментально наблюдаемые эффекты при варьировании скорости реакции и коэффициента диффузии (Ghommem et al., 2015). Результаты теоретических исследований ухватывают тренды влияния концентрации кислоты, температуры на характеристики процесса. Сопоставление расчетов на 2D и 3D сетках показало отличие критических параметров в различной геометрии (Maheshwari et al., 2013). Иногда в двухмасштабные континуальные модели вводят статистические данные о распределении пористости, наличие каверн путем разброса исходного состояния поля пористости расчетного домена с учетом результатов петрофизических исследований (Ali, Nasr-El-Din, 2020; Ali et al., 2020; Izgec et al., 2010). Представленное направление теоретических исследований включает достаточно большое количество экспериментальных параметров, определение которых вызывает неоднозначную интерпретацию. Например, значение коэффициента диффузии в свободном пространстве может не соответствовать величине в малом пространстве пор. Поэтому часто настройка моделей на данные экспериментов проводится с помощью варьирования в разумных пределах коэффициента диффузии и константы скорости реакции. Это обуславливает актуальность использования в будущем упрощенных прокси-моделей.

Следует выделить в отдельную подкатегорию модели, в которых формально объединяются уравнения, описывающие разные процессы. Этот подход берет начало от формулы Дарси-Бринкмана, в которой в закон Дарси введен член, отвечающий за сдвиговые напряжения в ньютоновской жидкости. Корректный алгоритм перехода к уравнению движения для многофазного потока состоит в пространственном или временном осреднении задачи о движении флюида на масштабе нескольких пор с учетом взаимодействия с матрицей породы (Нигматулин, 1987). Поэтому далее эти модели (Ali, Nasr-El-Din, 2020; Golfier

et al., 2001; Ali, Nasr-El-Din, 2018; Jia et al., 2021) можно назвать комбинированными.

Переход от результатов, полученных на малых образцах породы (масштабов Дарси), к промышленным задачам часто не дает однозначной корреляции. Поэтому был предложен упрощенный подход поиска прямых зависимостей между длиной или скоростью роста доминантной червоточки с объемом закачки кислоты. По всей видимости, впервые на основе экспериментов с радиальным течением в модели Хеле-Шоу Даккорд (Daccord et al., 1989) ввел гипотезу, что эффективная длина червоточки (расстояние от входа до кончика) связана с объемом закачки кислоты по степенному закону. Им же была предложена эмпирическая формула, связывающая объем закачки с длиной доминантной червоточки l_{wh} , m^{2/d_f} , при критической скорости закачки, которая в дальнейшем была названа «масштабной» моделью роста червоточки:

$$l_{wh}(V) = \left(\frac{bN_{ac}V}{\pi h\phi} Pe^{-1/3}\right)^{1/d_f}, \quad Pe = \frac{2\pi r_w v}{D}, \quad (10)$$

где r_w – радиус скважины, m , V – объем закачанного раствора, m^3 , h – мощность пласта, m , b – эмпирический параметр, определяемый экспериментально, безразмерный, d_f – безразмерный эмпирический параметр, определяемый по зависимости динамики входного давления от времени в экспериментах по закачке в образец карбонатной породы кислоты. В работах (Buijse, Glasbergen, 2005; Glasbergen et al., 2009; Tardy et al., 2007) эта зависимость была обобщена и представлена относительно скорости роста эффективной длины червоточки и удельной скорости закачки:

$$v_{wh} = \left(\frac{v}{PV_b^{min}}\right) \left(\frac{v}{v_{cr}}\right)^{-\tau} \left\{1 - \exp\left[-4\left(\frac{v}{v_{cr}}\right)^2\right]\right\}^2, \quad (11)$$

где v , v_{cr} , v_{wh} – скорость закачки кислоты, критическая, эффективная скорость роста червоточки, m/c , τ – параметр, который определяется снижением эффективности роста червоточки при скоростях выше критической, безразмерный, PV_b^{min} – минимальный поровый объем до прорыва, безразмерный.

Тем не менее остается вопрос о плотности формируемых червоточин в скважинах с открытым забоем и перфорацией обсадной колонны. Кроме результатов на масштабных экспериментальных моделях (McDuff et al., 2010; Qiu et al., 2018) такая информация отсутствует.

Другим важным вопросом является радиус воздействия. Для заканчивания скважин с помощью перфорации обсадной колонны для разреженной плотности перфорации (расстояние между отверстиями десятки сантиметров) в работе (Fugui et al., 2010) предлагается рассматривать течение из отверстия как сферически симметричное, на основе этой гипотезы и простой масштабной модели выводится выражение для радиуса проникновения червоточин. С другой стороны, перфорационное отверстие можно рассматривать как инициирующей червоточину канал, тогда глубина такой доминантной червоточки значительно превосходит радиальные червоточки.

В любом случае, вопрос плотности формируемых червоточин остается открытым. Очевидно, что доминантные червоточки формируются в местах высокой микронеоднородности на входной площади притока. Для оценки таких инициирующих мест необходим, видимо, статистический подход, выявляющий долю таких

высокопроницаемых мест на единице площади породы пласта (Новиков, 2021; Новиков, Мартюшев, 2024).

Всё вышеперечисленное обобщено в табл. 1, в которой приведено сравнение существующих теоретических и экспериментальных подходов к описанию процесса кислотного воздействия на карбонатные пласты.

Исследование геометрических характеристик червоточины и динамики ее роста

Как уже отмечалось ранее, эффективность процесса кислотной обработки связана со структурой червоточин. Современные исследования их геометрии производятся с помощью компьютерной обработки результатов рентгеновского облучения образцов породы, подверженных закачке кислоты. Это позволяет изучить все аспекты, влияющие на геометрические свойства червоточин. Результаты компьютерной томографии червоточин представлены, например, в статье (Yoo et al., 2021). В работе проводятся измерения таких характеристик каналов, как извилистость и изменение их диаметра в процессе формирования. Наличие извилистости увеличивает геометрическую длину червоточины в 1.35–1.67 раз по сравнению с ее эффективной длиной, что приводит к снижению эффективности кислотной обработки на 15–40%. Рентгеновские томографические исследования позволили установить основные геометрические особенности режимов кислотных

обработок. Пример результатов таких исследований из работы (Al-Harthy et al., 2008) приведен на рис. 5.

При малых скоростях закачки кислоты реакция происходит в узком фронте, с ростом этого параметра фронтальное воздействие переходит в режим конического канала, при критической скорости закачки формируется доминантная червоточина, при дальнейшем увеличении темпа закачки наблюдается переход к режиму объемного воздействия. Можно отметить, что даже при формировании доминантной червоточины начальный период эволюции их геометрии включает этапы фронтального воздействия и образования конического канала. Ранее отмечалось, что в этот период времени такая эволюция сказывается на динамике перепада давления. Для небольших образцов керна времена начального этапа могут быть сопоставимы со временем роста червоточины. То есть, фиксируемый поровый объем до прорыва включает соизмеримый объем кислоты, прокачанный до начала формирования червоточины. Во многих исследованиях этот факт не принимается во внимание.

Экспериментально изученная зависимость геометрии формируемых каналов от скорости закачки кислоты воспроизводится и в расчетах процесса на двухмасштабных континуальных моделях (Golfier et al., 2002; Maheshwari, Balakotaiah, 2013). На рис. 6 представлены результаты расчетов процесса и геометрии формируемого канала, полученные в работе (Golfier et al., 2002). Следует отметить,

Подход	Ограничения применимости	Достоинства	Недостатки
Установки ротационного типа	Требуется сосуд с раствором кислоты, эксперимент дает значение скорости реакции	Определение скорости реакции и коэффициента молекулярной диффузии	Нет определения скорости закачки кислоты
Фильтрационные установки	Используются образцы керна, эксперимент дает значение критической скорости закачки кислоты	Определение зависимости прокачанного порового объема до прорыва кислоты от скорости закачки и критического значения этой скорости	Результаты не всегда коррелируют с промышленными данными
Рентгеновская томография	Используются образцы керна и цилиндрические каналы (модели скважины)	Определение структуры червоточин	Взаимосвязь геометрии и гидродинамики недостаточно изучена
Сетевые модели	Большое количество пор в сетевой матрице	Описание конвективного и кондуктивного переноса кислоты	Требуется более тысячи пор
Полуэмпирические модели	По эмпирическим данным получают универсальные зависимости	Дают понимание физики и химии процесса, получают безразмерные решения	Требуются экспериментальные данные, ограниченный диапазон применимости, нерешенный вопрос с плотностью червоточин
Двухмасштабные континуальные модели	Описывают эффекты в масштабах Дарси, перенос на масштабы пласта осуществляется через безразмерные параметры	Дают понимание физики и химии процесса, воспроизводят качественно геометрию червоточин и количественно результаты экспериментов на небольших образцах карбонатных пород	Требуется большое количество ячеек для расчетов
Комбинированные модели	Требуется осреднение задачи для перехода к уравнениям движения многофазного потока	Учет влияния различных эффектов на процесс формирования червоточин	Объединение различных эффектов в одной формуле, нерешенный вопрос с плотностью червоточин

Табл. 1. Сравнение существующих теоретических и экспериментальных подходов к описанию процесса кислотного воздействия на карбонатные пласты

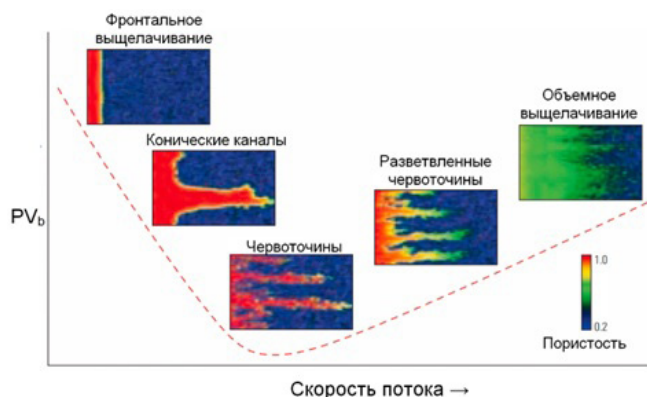


Рис. 5. Результаты исследования геометрии режимов кислотных обработок при разных скоростях закачки кислоты (Al-Narthy et al., 2008). PV_b – поровый объем закачанного реагента до прорыва кислоты, безразмерный.

что геометрия расчетных и реальных каналов совпадает лишь качественно и получена путем варьирования скорости реакции и коэффициента диффузии.

В работах Даккорда (Daccord, 1987; Daccord et al., 1989) описаны, видимо, одни из первых таких исследований, в которых рассчитываются фрактальные свойства доминантных червоточин. Эксперименты (Daccord, 1987) впервые показали, что структура таких червоточин имеет фрактальную природу и характерна для различных типов реакции между потоком и пористой матрицей. Развитие этого подхода к исследованиям (Daccord et al., 1989) проходило в направлении изучения связи между фрактальной размерностью и параметрами кислотной обработки. Были предложены методы экспериментального исследования динамики перепада давления для определения фрактальной характеристики d_f и модель для расчета роста эффективной длины червоточины во времени (10). Показатель d_f не является фрактальной размерностью каналов, а скорее соответствует параметру эволюции червоточины в процессе ее формирования, т.к. описывает не конечную червоточину, а динамику ее роста. Анализ результатов, полученных Даккордом, показывает, что фрактальная характеристика d_f связана с изменением диаметра доминантной червоточины в процессе ее роста, а извилистость канала влияет на значение эмпирического коэффициента b в формуле (10). Такая логика исследований позволила предложить простую эмпирическую модель роста доминантной червоточины (10), которая дает возможность прогнозировать скин-фактор скважины после кислотной обработки при известной величине плотности формируемых червоточин. Развитие этого направления исследований связано с уточнением значения эмпирических параметров d_f , b и изучение влияния минералогии, температуры, других параметров процесса на их значения.

В работе (Cooper et al., 2023) авторы разработали метод и рентгеновскую установку для исследования роста червоточины в режиме реального времени. Такие исследования позволили связать динамику перепада давления на образце с изменением геометрии червоточины. Результаты показали, что за часть интервала времени, соответствующую росту червоточины, изменения проницаемости образца незначительны, что не укладывается в современные представления о развитии червоточины.

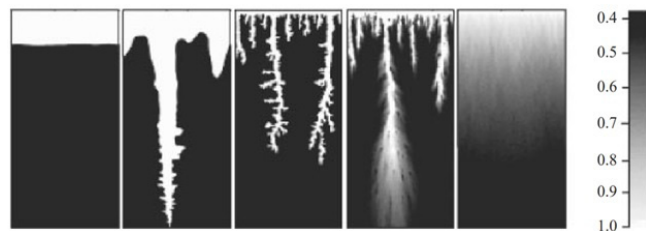


Рис. 6. Геометрия режимов кислотной обработки согласно численным расчетам по двухмасштабной континуальной модели (Golfier et al., 2002). Шкала справа показывает диапазон локальных значений пористости.

Согласно им, в области карбонатного образца, занятого червоточинной, изменение давления мало, а основной перепад давления реализуется на участке, где червоточины еще нет. В исследованиях (Cooper et al., 2023) перепад давления падает по мере роста червоточины. В работе приведены также результаты влияния микронеоднородности на развитие червоточины, показано, как последние огибают малопроницаемую область, увеличивая свою извилистость. Дальнейшее развитие этой теории остается открытым вопросом.

Заключение

Анализ современных исследований в области экспериментального и теоретического изучения процесса кислотной обработки карбонатных пород кислотой позволил авторам сделать следующие заключения.

Режим кислотной обработки при критической скорости позволяет сформировать в призабойной зоне скважин высокопроницаемую область с доминантными червоточинами с миллиметровыми поперечными размерами длиной более метра.

Результаты экспериментальных исследований критической скорости закачки кислоты в пласт, объема для формирования зоны повышенной проводимости заданных размеров не всегда коррелируют с промышленными данными. Это может быть связано с небольшими размерами исследуемых в экспериментах образцов породы, в которых время роста доминантных червоточин сопоставимо с начальным этапом фронтальной кислотной обработки и формирования конических каналов.

Рентгеновские томографические исследования геометрии и фрактальных свойств червоточин несут важную информацию о динамике формирования и развития червоточин в пористой среде. К сожалению, взаимосвязь их геометрии и гидродинамики процесса с учетом химической реакции изучена еще недостаточно полно. В частности, фрактальная размерность червоточин также может иметь важное значение для определения режимов реакции и плотности формируемых червоточин, так как является по сути величиной, отражающей статистические характеристики неоднородности пористого пласта.

Ключевым вопросом переноса результатов экспериментальных исследований для дизайна реальных работ является величина плотности формируемых червоточин, которая определяет связь объема закачанной кислоты с размерами высокопроницаемой зоны. К сожалению, концепция методов определения плотности на сегодняшний день отсутствует. Единственным источником информации

о плотности являются масштабные эксперименты с радиальной закачкой кислоты в образцы с размерами порядка десятков сантиметров.

Анализ математических моделей процесса показал, что двухмасштабные континуальные модели воспроизводят качественно геометрию червоточин и количественно результаты экспериментов на небольших образцах карбонатных пород. Однако, для расчетов по ним требуются детальные расчетные сетки с количеством ячеек более миллиона, что делает их неприемлемым инструментом для прогностического дизайна.

Для дизайна кислотных обработок более подходящими являются упрощенные прокси-модели, основанные на эмпирических зависимостях эффективной длины червоточины от объема закачанной кислоты. Для развития этого направления наиболее подходящими являются томографические исследования роста доминантных червоточин, которые позволяют проследить их характеристики при различных параметрах процесса. Настроенные на результаты таких исследований прокси-модели впоследствии могут помочь повысить точность прогнозов результатов применения кислотных обработок и определения их параметров.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта РФФИ (проект № 25-21-00072).

Авторы выражают большую благодарность рецензентам за внимательное отношение к статье и ценные замечания.

Литература

Булгакова Г.Т., Байзигитова А.В., Шарифуллин А.Р. (2009). Модель матричной кислотной обработки карбонатов: влияние осадка на процесс растворения. *Вестник УГАТУ. Серия Управление, вычислительная техника и информатика*, 13(2), с. 256–264.

Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я., Байзигитова А.В., Телин А.Г., Пестриков А.В. (2010). Лабораторные и теоретические исследования матричной кислотной обработки карбонатов. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 75–79.

Дерендяев Р.А. (2022). Результаты промышленного внедрения и перспективы применения технологии бесподходных кислотных обработок. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 333(3), с. 184–195. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/3/3415>

Кононенко П.И., Скачедуб А.А. (2009). На подъеме добычи нефти: прошлый опыт актуален и полезен. *Нефть. Газ. Новации*, 11–12.

Левич В.Г. (1959). Физико-химическая гидродинамика. Москва: Физматгиз, 700 с.

Мешеряков А.А., Галиев Н.А., Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Имамудинова А.А., Мингалишев Ф.К., Назарова С.В., Макатров А.К. (2020). Обоснование оптимальной рецептуры кислотного воздействия с использованием физико-математического моделирования. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 104–109. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-8-104-109>

Насибуллин И.М. (2012). Инновационные решения для карбонатных коллекторов с целью проектирования методов стимуляции малодобитных скважин. *Георесурсы*, 4(46), с. 54–56.

Нигмагулин Р. И. (1987). Динамика многофазных сред. Часть 1. Москва: Наука, 464 с.

Новиков В.А. (2021). Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию. *Технологии нефти и газа*, 1(132), с. 30–35.

Новиков В.А., Маргюшев Д.А. (2024). Влияние геолого-технологических параметров на эффективность кислотных обработок в карбонатных коллекторах: экспериментальное и статистическое исследование. *Георесурсы*, 26(2), с. 76–91. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.2>

Смирнов А.С., Федоров К.М., Шевелёв А.П. (2010). О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт. *Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа*, 5, с. 114–121.

Студеникин А.В., Бутакова Н.А., Самойленко А.Ю. (2024). Кислотные составы для высокотемпературной обработки карбонатных коллекторов при вводе газоконденсатных скважин в эксплуатацию. *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина*, 4(317), с. 102–115.

Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Ахметов Н.З., Смыков В.В., Хисамутдинов А.И. (2001). Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 69–74.

Телков В.П., Ситдинов С.С. (2023). Особенности проведения кислотной обработки скважин в сложных геолого-промысловых условиях: учет свойств скважины и околоскважинной зоны пласта. *SOCAR Proc.*, 4, с. 106–115. <https://doi.org/10.5510/OGP20230400923>

Akanni O.O., Nasr-El-Din H.A. (2015). The accuracy of carbonate matrix-acidizing models in predicting optimum injection and wormhole propagation rates. *Proc. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, SPE-172575-MS. <https://doi.org/10.2118/172575-MS>

Al-Mutairi S.H., Al-Obied M.A., Al-Yami I.S., Shebatalhamd A.M., Al-Shehri D.A. (2012). Wormhole propagation in tar during matrix acidizing of carbonate formation. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE 151560. <https://doi.org/10.2118/151560-MS>

Al-Arji H., Al-Azman A., Le-Hussain F., Regenauer-Lieb K. (2021). Acid stimulation in carbonates: a laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203(108593). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108593>

Al-Harthy S., Bustos O.A., Samuel M., Still J., Fuller M.J., Hamzah N.E., Ismail M.I.P.B., Parapat A. (2008). Options for high-temperature well stimulation. *Oilfield Review*, 20(4), pp. 52–62.

Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2018). A robust model to simulate dolomite-matrix acidizing. *SPE Production & Operations*, 34(1), pp. 109–129. <https://doi.org/10.2118/10.2118/191136-PA>

Ali M.T., Ezzat A.A., Nasr-El-Din H.A. (2020). A model to simulate matrix-acid stimulation for wells in dolomite reservoirs with vugs and natural fractures. *SPE Journal*, 25(2), pp. 609–631. <https://doi.org/10.2118/199341-PA>

Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2020). New insights into carbonate matrix acidizing treatments: a mathematical and experimental study. *SPE Journal*, 25(3), pp. 1272–1284. <https://doi.org/10.2118/200472-PA>

Bazin B., Roque C., Chauveteau G., Bouteau M. (1997). Acid filtration in dynamic conditions to mimic fluid loss in acid fracturing. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, The Netherlands, SPE 38168, pp. 1–13. <https://doi.org/10.2118/38168-MS>.

Bazin B. (2001). From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions. *SPE Production & Facilities*, 16(1), pp. 22–29. <https://doi.org/10.2118/66566-PA>

Buijse M.A., Glasbergen G.A. (2005). Semi empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing. *Proc. Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, SPE 96892. <https://doi.org/10.2118/96892-MS>

Cooper M.P., Sharma R.P., Magni S., Blach T.P., Radlinski A.P., Drabik K., Szymczak P. (2023). 4D tomography reveals a complex relationship between wormhole advancement and permeability variation in dissolving rocks. *Advances in Water Resources*, 175(104407). DOI: 10.1016/j.advwatres.2023.104407

Daccord G. (1987). Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. *Physical Review Letters*, 58(5), pp.479–482. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.58.479>

Daccord G., Touboul E., Lenormand R. (1989). Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE Production & Engineering*, 4(1), pp. 63–68. <https://doi.org/10.2118/16887-PA>

Dong K., Jin X., Zhu D., Hill A.D. (2014). The effect of core dimensions on the optimum acid flux in carbonate acidizing. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE 168146. <https://doi.org/10.2118/168146-MS>

Dong K., Zhu D., Hill A.D. (2016). Theoretical and experimental study on optimal injection rates in carbonate acidizing. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE-178961-MS. <https://doi.org/10.2118/178961-MS>

dos Santos L.C.R., Neyra J.R., Araujo E.A., da Silva D.N.N., Lima M.A., Ribeiro D.A.M., Aum P.T.P. (2023). Carbonate acidizing – a review

- on influencing parameters of wormholes formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111168>
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1998a). Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. *AIChE Journal*, 44(9), pp. 1933–1949. <https://doi.org/10.1002/aic.690440902>
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1998b). The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 53(22), pp. 3863–3874. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(98\)00192-4](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(98)00192-4)
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1999). Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction. *SPE Journal*, 4(3), pp. 196–205. <https://doi.org/10.2118/56995-PA>
- Furui K., Burton R.C., Burkhead D.W., Abdelmalek N.A., Hill A.D., Zhu D., Nozari M. (2010). A comprehensive model of high-rate matrix acid simulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, SPE 134265, pp. 1–28. <https://doi.org/10.2118/134265-MS>
- Ganopolskij R.M., Fedorov K.M., Gilmutdinov B.R., Folomeev A.E., Salihov R.M. (2024). Development of the semi empirical approach on wormhole formation in carbonates. *Material Physics and Mechanics*, 52(5), pp. 119–126. https://doi.org/10.18149/MPM.5252024_12
- Ghommem M., Zhao W., Qiu X., Bardy D. (2015). Carbonate acidizing: modeling, analysis and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 18–33. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.021>
- Glasbergen G., Kalia N., Nalbot M. (2009). The optimum injection rate for wormhole propagation: myth or reality. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, SPE 121464. <https://doi.org/10.2118/121464-MS>
- Golfier F., Bazin B., Zarcone C., Lernormand R., Lasseux D., Quintard M. (2001). Acidizing carbonate reservoirs: numerical modelling of wormhole propagation and comparison to experiments. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, The Netherlands, SPE 68922. <https://doi.org/10.2118/68922-MS>
- Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. (2002). On the ability of a Darcy-scale method model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. *Journal of Fluid Mechanics*, 457, pp. 213–254. <https://doi.org/10.1017/S0022112002007735>
- Gong M., El-Rabaa A.M. (1999). Quantitative model of wormholing process in carbonate acidizing. *Proc. SPE Mid-Continent Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, SPE 52165, pp. 1–11. <https://doi.org/10.2118/52165-MS>
- Hoefner M.L., Fogler H.S. (1988). Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media. *AIChE Journal*, 34(1), pp. 45–54.
- Izgec O., Zhu D., Hill A.D. (2010). Numerical and experimental investigation of acid wormholing during acidization of vuggy carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 74(1–2), pp. 51–66. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.08.006>
- Jia C., Sepehrnoori K., Huang Z., Zhang H., Yao J. (2021). Numerical study and analysis on reactive flow in carbonate matrix acidizing. *Journal Petroleum Science and Engineering*, 201(8), 108487. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108487>
- Jiang L., Stewart S., Abbott J. (2023). New formulation for high temperature acidizing treatment using sustainably sourced additives. *Proc. SPE Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*. Manama, Bahrain, SPE-213608-MS. <https://doi.org/10.2118/213608-MS>
- Lund K., Fogler H.S., McCune C.C. (1973). Acidization—I. The dissolution of dolomite in hydrochloric acid. *Chemical Engineering Science*, 28(3), pp. 691–700. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(77\)80003-1](https://doi.org/10.1016/0009-2509(77)80003-1)
- Maheshwari P., Balakotaiah V. (2013). Comparison of carbonate HCl acidizing experiments with 3D simulations. *SPE Production & Operations*, 28(4), pp. 402–413. <https://doi.org/10.2118/164517-PA>
- Maheshwari P., Ratnakar R.R., Kalia N., Balakotaiah V. (2013). 3-D simulation and analysis of reactive dissolution and wormhole formation in carbonate rocks. *Chemical Engineering Science*, 90, pp. 258–274. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.12.032>
- McDuff D., Shuchart C.E., Jackson S., Postl D., Brown J.S. (2010). Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3-D visualization. *Journal of Petroleum Technology*, 62(10), pp. 78–81. <https://doi.org/10.2118/129329-MS>
- Mohammadi S. (2024). Mechanistic analysis of matrix-acid treatment of carbonate formations: an experimental core flooding study. *Heliyon*, 10(1). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e24936>
- Monette M., Nguyen Q.P. (2023). An experimental study of wormhole morphology with a novel acid system in ultra-high-temperature carbonate reservoirs. *Transport in Porous Media*, 149(2), pp. 625–642. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-01976-8>
- Mustafa A., Alzaki T., Aljawad M.S., Solling T., Dvorkin J. (2022). Impact of acid wormhole on the mechanical properties of chalk, limestone, and dolomite: experimental and modeling studies. *Energy Reports*, 8, pp. 605–616. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.11.249>
- Novikov V., Martyushev D., Li Y., Yang Y. (2022). A new approach for the demonstration of acidizing parameters of carbonates: Experimental and field studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213(110363). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110363>
- Panga M.K.R., Ziauddin M., Balakotaiah V. (2005). Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization. *AIChE Journal*, 51(12), pp. 3231–3248. <https://doi.org/10.1002/aic.10574>
- Øren P.E., Bakke S., Arntzen O.J. (1998). Extending predictive capabilities to network models. *SPE Journal*, 3(4), pp. 324–336. <https://doi.org/10.2118/52052-PA>
- Qi N., Li B., Chen G., Fang M., Li X., Liang C. (2017). Optimum fluid injection rate in carbonate acidizing based on acid dissolution morphology analysis. *Energy & Fuel*, 31(12), pp. 13448–13453. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02674>
- Quia X., Aidagulova G., Ghommemb M., Edelman E., Bradya D., Abbad M. (2018). Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: Linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 570–583. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.075>
- Saffman P.G., Taylor G.I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, 245 (1242), pp. 312–329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>
- Sayed M.A., Chang F.C. (2023). How downhole conditions impact acidizing performance in carbonate reservoirs? *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, SPE-214821-MS. <https://doi.org/10.2118/214821-MS>
- Schechter R.S. (1993). Oil well stimulation. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 436 p.
- Sheng Q., Thompson K.E., Fredrich J.T., Salino P.A. (2011). Numerical prediction of relative permeability from microCT images: comparison of steady-state versus displacement methods. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, SPE 147431, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2118/147431-MS>
- Siddiqui S., Nasr-El-Din H.A., Khamees A.A. (2006). Wormhole initiation and propagation of emulsified acid in carbonate cores using computerized tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54(3–4), pp. 93–111. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.08.005>
- Tansey J., Balhoff M.T. (2016). Pore network modeling of reactive transport and dissolution in porous media. *Transport in Porous Media*, 113, pp. 303–327. <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0695-x>
- Tardy P.M., Lecerf B., Christanti Y. (2007). An experimentally validated wormhole model for self-diverting and conventional acids in carbonate rocks under radial flow conditions. *Proc. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. Scheveningen, The Netherlands, SPE 107854. <https://doi.org/10.2118/107854-MS>
- Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. (2009). Measurement of acid reaction rates with the rotation disk apparatus. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(6), pp. 66–70. <https://doi.org/10.2118/09-06-66>
- Wang Y., Hill A.D., Schechter R.S. (1993). The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, SPE 26578, pp. 1–13. <https://doi.org/10.2118/26578-MS>
- Yoo H., Kim Y., Jang H., Lee J. (2021). Propagation characteristics of optimum wormhole in carbonate matrix acidizing using micro X-ray CT imaging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196(1), 108010. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108010>

Сведения об авторах

Константин Михайлович Федоров – доктор физ.-мат. наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Родион Михайлович Ганопольский – кандидат физ.-мат. наук, заведующий кафедрой моделирования физических процессов и систем, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет
Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: r.m.ganopolskij@utmn.ru

Александр Янович Гильманов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет
Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Статья поступила в редакцию 10.01.2025;
Принята к публикации 09.09.2025; Опубликована 30.03.2026

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Modern Concepts of the Carbonate Acidizing Process: a Review of Experimental and Theoretical Research

K.M. Fedorov, R.M. Ganopolskij, A.Ya. Gilmanov*

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Aleksandr Ya. Gilmanov, e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Abstract. Carbonate acidizing is a common technology for increasing the production index of reservoirs. The competition of reactant flow in porous media and reaction rate with matrix is the key issue of the improvement of this process. Many experimental and theoretical research are devoted to the analysis of the process. A variety of approaches leads to the relevant problem of identifying their main groups. The aim of the article is to unify the results of recent experimental and theoretical research of the process and create general ideas about the process. Three main types of experimental installations is analyzed, which consider the different sides of the reaction and filtration of an acid through carbonate cores. Among them the new instrument in the process study is the high-resolution x-ray tomography, analysis of the ability of which is the object of the review. Theoretical studies are also being considered to integrate the research results into the overall basis. It is established that the semi-empirical and two-scale continuum modeling approaches play the fundamental role in the understanding of chemistry and physics of the process. These approaches uncovered the nature of the dominant wormholes formation as the unstable displacement process. The authors highlight the problem of dominant wormhole density per squire unit as the most actual question. It has been established that the results of experimental studies of the critical rate of acid injection do not always correlate with field data and the simplified proxy models are more suitable for the design of acid treatments.

Keywords: carbonate rock, acid, reaction rate, pore volume to breakthrough, critical flow rate, x-ray tomography, two-scale continuum model, semi empirical and two-scale approach

Acknowledgements

The research was carried out using the RSF grant (project no. 25-21-00072).

The authors are grateful to the reviewers for their thorough review and insightful comments, which helped improve this manuscript.

Recommended citation: Fedorov K.M., Ganopolskij R.M., Gilmanov A.Ya. (2026). Modern Concepts of the Carbonate Acidizing Process: a Review of Experimental and Theoretical Research. *Georesursy = Georesources*, 28(1), pp. 19–31. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.1>

References

- Akanni O.O., Nasr-El-Din H.A. (2015). The accuracy of carbonate matrix-acidizing models in predicting optimum injection and wormhole propagation rates. *Proc. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, SPE-172575-MS. <https://doi.org/10.2118/172575-MS>
- Al-Mutairi S.H., Al-Obied M.A., Al-Yami I.S., Shebatalhamd A.M., Al-Shehri D.A. (2012). Wormhole propagation in tar during matrix acidizing of carbonate formation. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE 151560. <https://doi.org/10.2118/151560-MS>
- Al-Arji H., Al-Azman A., Le-Hussain F., Regenauer-Lieb K. (2021). Acid stimulation in carbonates: a laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203(108593). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108593>
- Al-Harthy S., Bustos O.A., Samuel M., Still J., Fuller M.J., Hamzah N.E., Ismail M.I.P.B., Parapat A. (2008). Options for high-temperature well stimulation. *Oilfield Review*, 20(4), pp. 52–62.
- Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2018). A robust model to simulate dolomite-matrix acidizing. *SPE Production & Operations*, 34(1), pp. 109–129. <https://doi.org/10.2118/10.2118/191136-PA>
- Ali M.T., Ezzat A.A., Nasr-El-Din H.A. (2020). A model to simulate matrix-acid stimulation for wells in dolomite reservoirs with vugs and natural fractures. *SPE Journal*, 25(2), pp. 609–631. <https://doi.org/10.2118/199341-PA>
- Ali M.T., Nasr-El-Din H.A. (2020). New insights into carbonate matrix acidizing treatments: a mathematical and experimental study. *SPE Journal*, 25(3), pp. 1272–1284. <https://doi.org/10.2118/200472-PA>
- Bazin B., Roque C., Chauveteau G., Bouteica M. (1997). Acid filtration in dynamic conditions to mimic fluid loss in acid fracturing. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, The Netherlands, SPE 38168, pp. 1–13. <https://doi.org/10.2118/38168-MS>
- Bazin B. (2001). From matrix acidizing to acid fracturing: a laboratory evaluation of acid/rock interactions. *SPE Production & Facilities*, 16(1), pp. 22–29. <https://doi.org/10.2118/66566-PA>
- Buijse M.A., Glasbergen G.A. (2005). Semi empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing. *Proc. Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, SPE 96892. <https://doi.org/10.2118/96892-MS>
- Bulgakova G.T., Bayzigitova A.V., Sharifullin A.R. (2009). The matrix acid treatment model of carbonates: the effect of sediment on the dissolution

- process. *Vestnik UGATU. Seriya Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika*, 13(2), pp. 256–264. (In Russ.)
- Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Kharisov R.Ya., Bayzigitova A.V., Telin A.G., Pestrikov A.V. (2010). Laboratory and theoretical researches of matrix acid-based carbonates processing. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 75–79. (In Russ.)
- Cooper M.P., Sharma R.P., Magni S., Blach T.P., Radlinski A.P., Drabik K., Szymczak P. (2023). 4D tomography reveals a complex relationship between wormhole advancement and permeability variation in dissolving rocks. *Advances in Water Resources*, 175(104407). DOI: 10.1016/j.advwatres.2023.104407
- Daccord G. (1987). Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. *Physical Review Letters*, 58(5), pp.479–482. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.58.479>
- Daccord G., Touboul E., Lenormand R. (1989). Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon. *SPE Production & Engineering*, 4(1), pp. 63–68. <https://doi.org/10.2118/16887-PA>
- Derendyaev R.A. (2022). Results of industrial implementation and prospects of application of advanced acid treatment technology. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(3), pp. 184–195. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/3/3415>
- Dong K., Jin X., Zhu D., Hill A.D. (2014). The effect of core dimensions on the optimum acid flux in carbonate acidizing. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE 168146. <https://doi.org/10.2118/168146-MS>
- Dong K., Zhu D., Hill A.D. (2016). Theoretical and experimental study on optimal injection rates in carbonate acidizing. *Proc. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, Louisiana, USA, SPE-178961-MS. <https://doi.org/10.2118/178961-MS>
- dos Santos L.C.R., Neyra J.R., Araujo E.A., da Silva D.N.N., Lima M.A., Ribeiro D.A.M., Aum P.T.P. (2023). Carbonate acidizing – a review on influencing parameters of wormholes formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111168>
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1998a). Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. *AIChE Journal*, 44(9), pp. 1933–1949. <https://doi.org/10.1002/aic.690440902>
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1998b). The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 53(22), pp. 3863–3874. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(98\)00192-4](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(98)00192-4)
- Fredd C.N., Fogler H.S. (1999). Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction. *SPE Journal*, 4(3), pp. 196–205. <https://doi.org/10.2118/56995-PA>
- Furui K., Burton R.C., Burkhead D.W., Abdelmalek N.A., Hill A.D., Zhu D., Nozari M. (2010). A comprehensive model of high-rate matrix acid simulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, SPE 134265, pp. 1–28. <https://doi.org/10.2118/134265-MS>
- Ganopolskij R.M., Fedorov K.M., Gilmutdinov B.R., Folomeev A.E., Salihov R.M. (2024). Development of the semi empirical approach on wormhole formation in carbonates. *Material Physics and Mechanics*, 52(5), pp. 119–126. https://doi.org/10.18149/MPM.5252024_12
- Ghommem M., Zhao W., Qiu X., Bardy D. (2015). Carbonate acidizing: modeling, analysis and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, pp. 18–33. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.021>
- Glasbergen G., Kalia N., Nalbot M. (2009). The optimum injection rate for wormhole propagation: myth or reality. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, SPE 121464. <https://doi.org/10.2118/121464-MS>
- Golfier F., Bazin B., Zarcone C., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. (2001). Acidizing carbonate reservoirs: numerical modelling of wormhole propagation and comparison to experiments. *Proc. SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, The Netherlands, SPE 68922. <https://doi.org/10.2118/68922-MS>
- Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. (2002). On the ability of a Darcy-scale method model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium. *Journal of Fluid Mechanics*, 457, pp. 213–254. <https://doi.org/10.1017/S0022112002007735>
- Gong M., El-Rabaa A.M. (1999). Quantitative model of wormholing process in carbonate acidizing. *Proc. SPE Mid-Continent Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, SPE 52165, pp. 1–11. <https://doi.org/10.2118/52165-MS>
- Hoefner M.L., Fogler H.S. (1988). Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media. *AIChE Journal*, 34(1), pp. 45–54.
- Izgec O., Zhu D., Hill A.D. (2010). Numerical and experimental investigation of acid wormholing during acidization of vuggy carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 74(1–2), pp. 51–66. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.08.006>
- Jia C., Sepehrnoori K., Huang Z., Zhang H., Yao J. (2021). Numerical study and analysis on reactive flow in carbonate matrix acidizing. *Journal Petroleum Science and Engineering*, 201(8), 108487. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108487>
- Jiang L., Stewart S., Abbott J. (2023). New formulation for high temperature acidizing treatment using sustainably sourced additives. *Proc. SPE Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*. Manama, Bahrain, SPE-213608-MS. <https://doi.org/10.2118/213608-MS>
- Kononenko P.I., Skachedub A.A. (2009). On the rise of oil production: past experience is relevant and useful. *Neft.Gas.Novosti*, 11–12. (In Russ.)
- Levich V.G. (1959). Physical and chemical hydrodynamics. Moscow: Fizmatgiz, 700 p. (In Russ.)
- Lund K., Fogler H.S., McCune C.C. (1973). Acidization—I. The dissolution of dolomite in hydrochloric acid. *Chemical Engineering Science*, 28(3), pp. 691–700. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(77\)80003-1](https://doi.org/10.1016/0009-2509(77)80003-1)
- Maheshwari P., Balakotaiah V. (2013). Comparison of carbonate HCl acidizing experiments with 3D simulations. *SPE Production & Operations*, 28(4), pp. 402–413. <https://doi.org/10.2118/164517-PA>
- Maheshwari P., Ratnakar R.R., Kalia N., Balakotaiah V. (2013). 3-D simulation and analysis of reactive dissolution and wormhole formation in carbonate rocks. *Chemical Engineering Science*, 90, pp. 258–274. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.12.032>
- McDuff D., Shuchart C.E., Jackson S., Postl D., Brown J.S. (2010). Understanding wormholes in carbonates: unprecedented experimental scale and 3-D visualization. *Journal of Petroleum Technology*, 62(10), pp. 78–81. <https://doi.org/10.2118/129329-MS>
- Mescheryakov A.A., Galiev N.A., Folomeev A.E., Khatmullin A.R., Imamutdinova A.A., Mingalishev F.K., Nazarova S.V., Makatrov A.K. (2020). Justification of optimal acid composition formulation and treatment parameters using physical and mathematical modeling. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 104–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-8-104-109>
- Mohammadi S. (2024). Mechanistic analysis of matrix-acid treatment of carbonate formations: an experimental core flooding study. *Heliyon*, 10(1). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e24936>
- Monette M., Nguyen Q.P. (2023). An experimental study of wormhole morphology with a novel acid system in ultra-high-temperature carbonate reservoirs. *Transport in Porous Media*, 149(2), pp. 625–642. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-01976-8>
- Mustafa A., Alzaki T., Aljawad M.S., Solling T., Dvorkin J. (2022). Impact of acid wormhole on the mechanical properties of chalk, limestone, and dolomite: experimental and modeling studies. *Energy Reports*, 8, pp. 605–616. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.11.249>
- Nasibulin I.M. (2012). Innovative solutions for carbonate reservoirs with the object of depleted wells stimulation methods design. *Georesursy = Georesources*, 4(46), pp. 54–56. (In Russ.)
- Nigmatulin R. I. (1987). Dynamics of multiphase media. Part 1. Moscow: Nauka, 464 p. (In Russ.)
- Novikov V.A. (2021). Prediction of the effectiveness of acidizing based on the construction of mathematical models that consider the technology and composition used. *Tekhnologii nefii i gaza*, 1(132), pp. 30–35. (In Russ.)
- Novikov V.A., Martyushev D.A. (2024). Influence of geological and technological Parameters on the Efficiency of acid treatments in carbonate reservoirs: Experimental and statistical study. *Georesursy = Georesources*, 26(2), pp. 76–91. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.2>
- Novikov V., Martyushev D., Li Y., Yang Y. (2022). A new approach for the demonstration of acidizing parameters of carbonates: Experimental and field studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213(110363). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110363>
- Panga M.K.R., Ziauddin M., Balakotaiah V. (2005). Two-scale continuum model for simulation of wormholes in carbonate acidization. *AIChE Journal*, 51(12), pp. 3231–3248. <https://doi.org/10.1002/aic.10574>
- Øren P.E., Bakke S., Arntzen O.J. (1998). Extending predictive capabilities to network models. *SPE Journal*, 3(4), pp. 324–336. <https://doi.org/10.2118/52052-PA>
- Qi N., Li B., Chen G., Fang M., Li X., Liang C. (2017). Optimum fluid injection rate in carbonate acidizing based on acid dissolution morphology analysis. *Energy & Fuel*, 31(12), pp. 13448–13453. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02674>
- Quia X., Aidagulova G., Ghommemb M., Edelmana E., Bradya D., Abbad M. (2018). Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: Linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 570–583. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.075>

Saffman P.G., Taylor G.I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, 245 (1242), pp. 312–329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>

Sayed M.A., Chang F.C. (2023). How downhole conditions impact acidizing performance in carbonate reservoirs? *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, SPE-214821-MS. <https://doi.org/10.2118/214821-MS>

Schechter R.S. (1993). *Oil well stimulation*. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 436 p.

Sheng Q., Thompson K.E., Fredrich J.T., Salino P.A. (2011). Numerical prediction of relative permeability from microCT images: comparison of steady-state versus displacement methods. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, SPE 147431, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2118/147431-MS>

Siddiqui S., Nasr-El-Din H.A., Khamees A.A. (2006). Wormhole initiation and propagation of emulsified acid in carbonate cores using computerized tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54(3–4), pp. 93–111. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.08.005>

Smirnov A.S., Fedorov K.M., Shevelev A.P. (2010). Modeling the acidizing of a carbonate formation. *Fluid Dynamics*, 45(5), pp. 779–786. <https://doi.org/10.1134/S0015462810050108>

Studenikin A.V., Butakova N.A., Samoilenko A.Yu. (2024). Acid compositions for high-temperature treatment of carbonate reservoirs during commissioning of gas condensate wells. *Trudy Rossijskogo gosudarstvennogo universiteta nefii i gaza imeni I.M. Gubkina = Proceedings of Gubkin University*, 4(317), pp. 102–115. (In Russ.)

Tansey J., Balhoff M.T. (2016). Pore network modeling of reactive transport and dissolution in porous media. *Transport in Porous Media*, 113, pp. 303–327. <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0695-x>

Tardy P.M., Lecerf B., Christanti Y. (2007). An experimentally validated wormhole model for self-diverting and conventional acids in carbonate rocks under radial flow conditions. *Proc. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. Scheveningen, The Netherlands, SPE 107854. <https://doi.org/10.2118/107854-MS>

Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. (2009). Measurement of acid reaction rates with the rotation disk apparatus. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(6), pp. 66–70. <https://doi.org/10.2118/09-06-66>

Telin A.G., Ismagilov T.A., Akhmetov N.Z., Smykov V.V., Khisamutdinov A.I. (2001). An integrated approach to increasing the efficiency of acid treatments of wells in carbonate reservoirs. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 69–74. (In Russ.)

Telkov V.P., Sitdikov S.S. (2023). Features of wells's acidizing in difficult geological and field conditions: taking into account the properties of the well

and the near-wellbore area. *SOCAR Proc.*, 4, pp. 106–115. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20230400923>

Wang Y., Hill A.D., Schechter R.S. (1993). The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations. *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, SPE 26578, pp. 1–13. <https://doi.org/10.2118/26578-MS>

Yoo H., Kim Y., Jang H., Lee J. (2021). Propagation characteristics of optimum wormhole in carbonate matrix acidizing using micro X-ray CT imaging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196(1), 108010. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108010>

About the Authors

Konstantin M. Fedorov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, School of Natural Sciences, University of Tyumen

6 Volodarskogo str., Tyumen, 625003, Russian Federation
e-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Rodion M. Ganopolskij – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, School of Natural Sciences, University of Tyumen

6 Volodarskogo str., Tyumen, 625003, Russian Federation
e-mail: r.m.ganopolskij@utmn.ru

Aleksandr Ya. Gilmanov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, School of Natural Sciences, University of Tyumen

6 Volodarskogo str., Tyumen, 625003, Russian Federation
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

*Manuscript received 10 January 2025;
Accepted 9 September 2025; Published 30 March 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)