Краткое сообщение
УДК 622.276.6
EDN: RFSBBY
DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-1-4

Многосторонняя стимуляция пласта как альтернатива гидравлическому разрыву для карбонатных коллекторов с тонкими нефтяными оторочками

И.А. Ярощук[a]✉, В.Ю. Панфилов[b], П.С. Пушмин[c], Д.С. Подоляко[d]

[a–c]*Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Российская Федерация*
[d]*Иркутский государственный университет, Иркутск, Российская Федерация*

Резюме. Рассмотрена технология многосторонней стимуляции ствола скважины (Multilateral Stimulation Technology), предназначенная для повышения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах с низкой вертикальной проницаемостью и малой эффективной нефтенасыщенной толщиной. Целью исследования является анализ эффективности Multilateral Stimulation Technology при разработке тонких нефтяных оторочек мощностью менее 5 м в условиях высокой неоднородности и трещиноватости пород. В качестве объекта исследования рассмотрены горизонтальные и наклонно-направленные скважины, оборудованные системой радиального вскрытия пласта с использованием выдвижных игл. Предметом исследования являются технологические особенности применения Multilateral Stimulation Technology, включая модификации с кислотным разрушением породы перед соплом и механическим бурением мини-долотами с турбинным приводом. Методы исследования включают анализ промысловых данных, обобщение зарубежного и отечественного опыта, интерпретацию результатов эксплуатации, а также сравнительную оценку с традиционным гидроразрывом пласта. Рассмотрены механизмы формирования радиальных каналов, влияние геологических факторов на эффективность технологии и особенности моделирования процессов фильтрации. Результаты исследования показывают, что Multilateral Stimulation Technology обеспечивает контролируемое увеличение дренируемого объема пласта, снижение риска прорыва воды и газа, а также повышение коэффициента продуктивности скважин в 2–4 раза по сравнению с необработанными аналогами. Использование кислотной активации и турбинного бурения повышает глубину и стабильность проникновения боковых каналов. Установлено, что технология наиболее эффективна в карбонатных коллекторах с проницаемостью 0,1–10 мД и низким отношением *Kv/Kh*. Сделан вывод о высокой перспективности Multilateral Stimulation Technology для вовлечения трудноизвлекаемых запасов в тонких нефтяных оторочках, а также о целесообразности ее широкого внедрения на месторождениях Российской Федерации в качестве альтернативы неконтролируемому гидроразрыву пласта.

Ключевые слова: многосторонняя стимуляция, Fishbones, карбонатный коллектор, тонкая нефтяная оторочка, радиальные каналы, кислотная обработка, мини-долото, турбинный привод, низкая вертикальная проницаемость, интенсификация добычи

Для цитирования: Ярощук И.А., Панфилов В.Ю., Пушмин П.С., Подоляко Д.С. Многосторонняя стимуляция пласта как альтернатива гидравлическому разрыву для карбонатных коллекторов с тонкими нефтяными оторочками // Науки о Земле и недропользование. 2026. Т. 49. № 1. С. 46–54. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-4. EDN: RFSBBY.

Brief report

Multilateral stimulation technology as an alternative to hydraulic fracturing for carbonate reservoirs with thin oil rims

Ilya A. Yaroshchuk[a]✉, Vladimir Yu. Panfilov[b], Pavel S. Pushmin[c], Dmitry S. Podoliako[d]

[a–c]*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation*
[d]*Irkutsk State University, Irkutsk, Russian Federation*

Abstract. The paper considers Multilateral Stimulation Technology, a wellbore stimulation technology designed to enhance oil recovery in carbonate reservoirs with low vertical permeability and low effective oil pay. The purpose of the study is to analyze Multilateral Stimulation Technology efficiency in reservoirs with oil rims thinner than 5 m in highly heterogeneous and fractured rock conditions. The object of research is horizontal and directional wells equipped with radial formation drilling system using retractable needles. The subject of the study is technological features of Multilateral Stimulation Technology application including modifications involving acidizing of the rock ahead of the nozzle and mechanical drilling with turbine-driven mini-bits.

© Ярощук И.А., Панфилов В.Ю., Пушмин П.С., Подоляко Д.С., 2026

The research methods include field data analysis, a review of international and domestic experience, interpretation of field results, as well as a comparative assessment with traditional hydraulic fracturing. The mechanisms of radial laterals formation, the influence of geological factors on technology efficiency, and filtration process modeling features are examined. The study results demonstrate that Multilateral Stimulation Technology provides a controlled increase in reservoir drainage volume, reduces the risk of water and gas breakthrough, and increases well productivity by 2–4 times compared to untreated wells. Acid activation and turbine drilling significantly increase the penetration depth and stability of lateral channels. The technology was found to be most effective in carbonate reservoirs with permeability of 0.1–10 mD and a low *Kv/Kh* ratio. It is concluded that Multilateral Stimulation Technology represents a promising alternative for developing thin oil rims and hard-to-recover reserves in the Russian Federation, offering a controlled substitute for conventional hydraulic fracturing.

Keywords: multilateral stimulation, Fishbones, carbonate reservoir, thin oil rim, radial laterals, acidizing, mini-bit, turbine drive, low vertical permeability, production stimulation

For citation: Yaroshchuk I.A., Panfilov V.Yu., Pushmin P.S., Podoliako D.S. Multilateral stimulation technology as an alternative to hydraulic fracturing for carbonate reservoirs with thin oil rims. *Earth sciences and subsoil use.* 2026;49(1):46-54. (In Russ.). https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-4. EDN: RFSBBY.

Введение

Разработка карбонатных коллекторов с малой нефтенасыщенной толщиной и близким расположением водонефтяного и газонефтяного контактов является одной из наиболее сложных задач нефтегазовой отрасли [1, 2]. В подобных условиях применение гидравлического разрыва пласта часто сопровождается неконтролируемым ростом трещин и преждевременным обводнением скважин [3].

Многочисленные исследования указывают на снижение эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) в естественно-трещиноватых и расслоенных коллекторах вследствие высокой чувствительности к напряженному состоянию пласта [4, 5]. В результате наблюдаются рост обводненности, снижение нефтеотдачи и увеличение эксплуатационных затрат [6].

В качестве альтернативного подхода в зарубежной практике получила развитие технология многосторонней стимуляции ствола скважины, реализуемая в системах Fishbones и MJST (Multilateral Jetting Stimulation Technology) [7, 8]. Данная технология основана на формировании системы радиальных боковых каналов, обеспечивающих механическую связь скважины с удаленными зонами пласта (рис. 1).

Работы последних лет показали, что геометрия подобных систем может быть эффективно описана с применением встроенных дискретных трещин EDFM (встроенная дискретная модель разрушения, *от англ.:* Embedded Discrete Fracture Model)[1] [9–11].

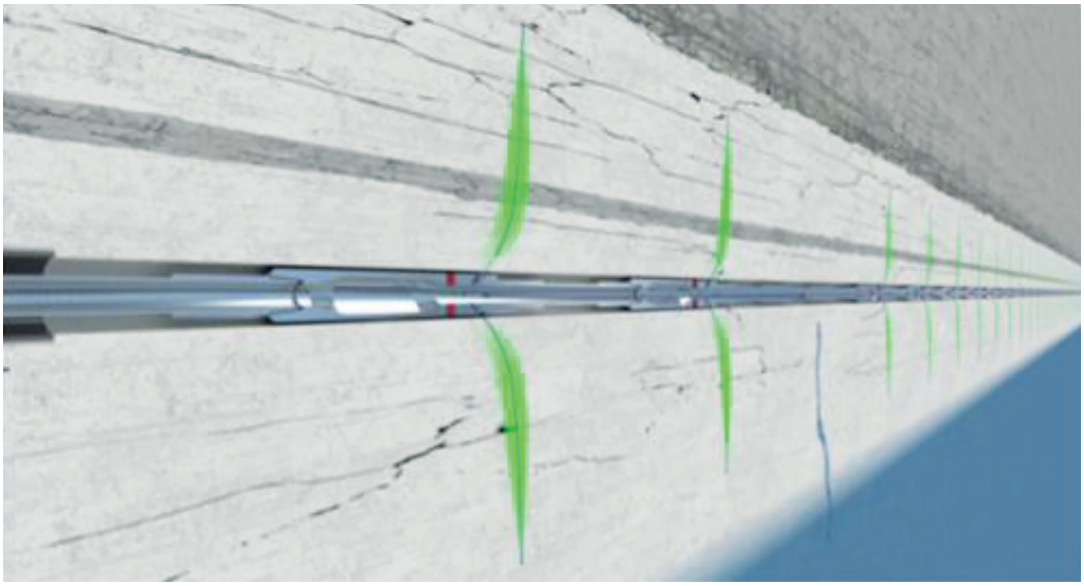


Рис. 1. Иглы в активированном положении, контроль расстояния до нежелательного флюида
Fig. 1. Needles in activated position, monitoring of the distance to the unwanted fluid

[1] Moinfar A. Discrete fracture modeling of tight and naturally fractured reservoirs: PhD thesis. Stanford: Stanford University, 2013. 240 p.

Это позволило рассматривать боковые каналы как аналог управляемых микротрещин.

Актуальность настоящего исследования определяется необходимостью систематизации накопленного опыта применения MST (технология многостороннего стимулирования, *от англ.:* Multilateral Stimulation Technology) и оценки ее потенциала для разработки тонких нефтяных оторочек в условиях месторождений Российской Федерации [12].

Целью настоящей работы являются системный анализ эффективности технологии многосторонней стимуляции ствола скважины при разработке карбонатных коллекторов с тонкими нефтяными оторочками, а также обоснование ее преимуществ по сравнению с традиционными методами интенсификации притока, включая гидравлический разрыв пласта, на основе анализа современных исследований и промысловых данных [13, 14].

Материалы и методы исследования

Исходная база данных. В работе применен метод аналитического литературного обзора, включающий систематизацию и критический анализ современных зарубежных и отечественных публикаций, посвященных технологии многосторонней стимуляции скважин и радиального вскрытия пласта:

– публикации SPE и SOCAR Proceedings по MST и MJST [7, 8, 15];

– материалы Fishbones AS и Schlumberger[2] [16, 17];

– результаты лабораторных испытаний кислотных систем [18];

– данные гидродинамического моделирования [9–11];

– отчеты о промысловых испытаниях[3] [12, 19].

В отличие от экспериментальных исследований, представленных в первоисточниках, в данной работе проводится обобщение результатов и их интерпретация применительно к условиям карбонатных коллекторов Российской Федерации[4] [20].

Конструкция системы MST. Система MST включает муфты с радиальными каналами, выдвижные иглы, гидравлические камеры, кислоторастворимые элементы и режущий инструмент для восстановления проходного сечения [16].

После установки хвостовика и пакерной подвески осуществляется гидравлическая активация, в результате которой иглы внедряются в пласт под действием давления рабочей жидкости [7].

Методика кислотного проникновения. В кислотной модификации MST используется соляная кислота, подаваемая под давлением через сопла игл (рис. 2) [18].

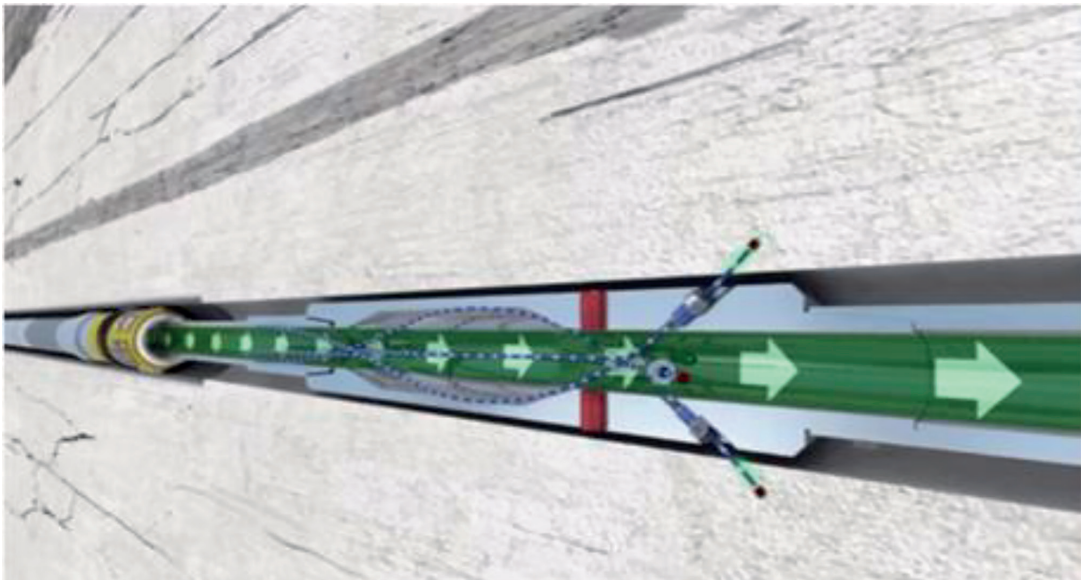


Рис. 2. Внедрение игл в пласт благодаря прокачиванию под давлением соляной кислоты
Fig. 2. Introduction of needles into the formation by pumping hydrochloric acid under pressure

[2] Schlumberger. Fishbone wells Technical Report. Houston, 2014. 80 p.
[3] Deloitte. Oilfield service market review. London, 2019. 120 p.
[4] Ahmed T. Reservoir engineering handbook. 2010. 1472 p.

Кислота разрушает карбонатную матрицу, снижая сопротивление внедрению и формируя расширенные каналы [21]. Испытания проводились в камерах давления с экстраполяцией на пластовые условия [18].

Методика механического бурения. В модификации с мини-долотами используются турбинные приводы, работающие за счет прокачки раствора (рис. 3) [8].

Данная система обеспечивает устойчивое бурение плотных известняков и доломитов при минимальном боковом уводе [17].

Гидродинамическое моделирование. Для анализа фильтрационных процессов применялись модели тройной пористости с использованием EDFM [9, 10].

Моделирование включало:
– согласование истории добычи;
– анализ чувствительности;
– оптимизацию числа каналов;
– оценку зон дренирования [11].

Результаты исследования и их обсуждение

Представленные результаты основаны на совокупности промысловых данных, результатах гидродинамического моделирования и лабораторных исследований взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой.

Промысловые внедрения. Согласно опубликованным данным, системы MST и MJST внедрены более чем в 120 скважинах в Северной Америке, Норвегии и на Ближнем Востоке [7, 15, 16].

Технология применялась в добывающих и нагнетательных скважинах, включая морские месторождения [17].

Эффективность радиального вскрытия. Полевые данные показывают устойчивый рост дебита нефти и снижение скин-фактора [7, 12].

Радиальные каналы эффективно обходят зоны повреждения призабойной зоны, формируя равномерное распределение притока [4].

Анализ чувствительности. Анализ чувствительности выявил влияние числа каналов на накопленную добычу [11].

Установлено, что увеличение количества ответвлений до 8–12 обеспечивает максимальный прирост, после чего наступает эффект насыщения [11].

При 15 каналах индекс продуктивности превышал базовый вариант в 3,3 раза [11].

Лабораторные и стендовые испытания. Испытания кислотных систем выявили зависимость скорости растворения от давления и температуры [18, 21].

Дополнительно использованы результаты лабораторных исследований взаимодействия соляной кислоты с карбонатным керном, проведенных при моделировании пластовых условий. Установлено, что при использовании растворов HCl концентрацией 12–15 % происходит более интенсивное растворение карбонатной матрицы с формированием каналов растворения и ростом проницаемости в 2–5 раз по сравнению с исходными значениями.

Экспериментально показано, что скорость растворения карбонатных пород зависит от их минерального состава и текстурных особенностей. Наиболее интенсивное растворение наблюдалось в породах, содержащих повышенное количество доломита и характеризующихся развитой системой вторичной пористости (рис. 4).

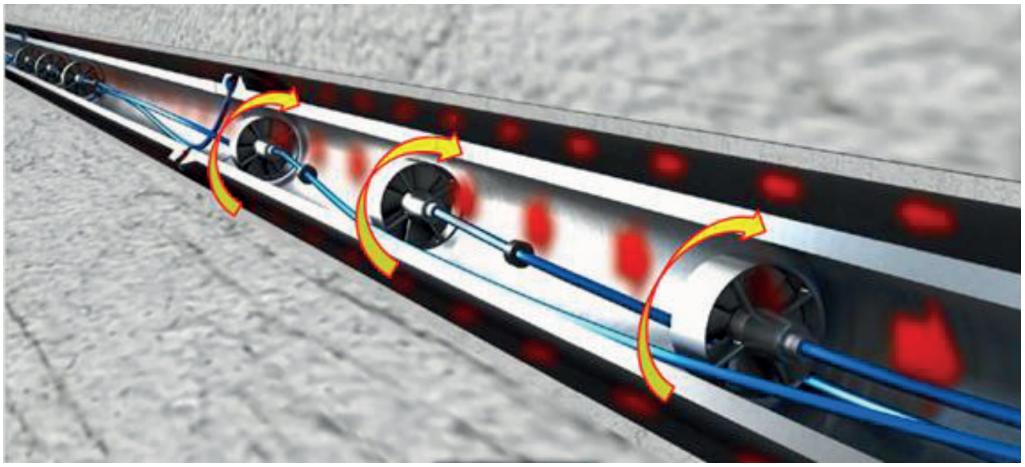


Рис. 3. Турбинные приводы (модификация с мини-долотами)
Fig. 3. Turbine drives (mini-bit modification)

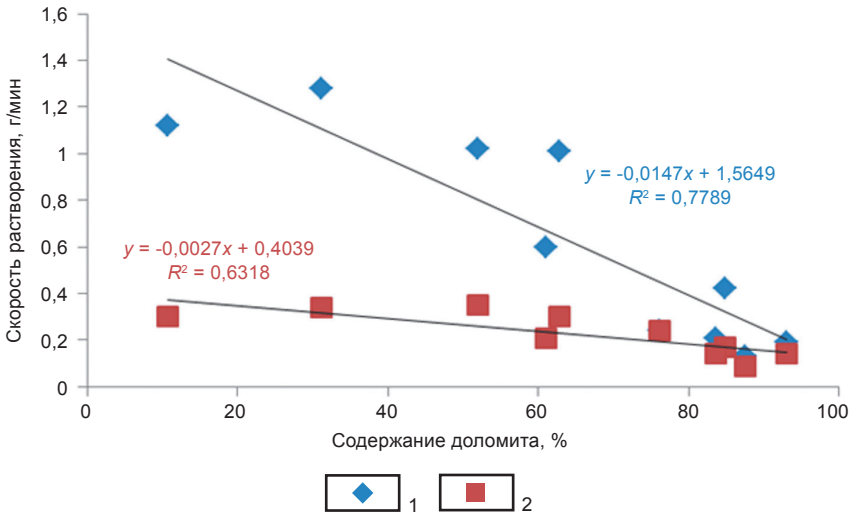


Рис. 4. Зависимость степени растворения породы от времени воздействия соляной кислоты:
1 – скорость реакции за 15 мин; 2 – скорость реакции за 1 ч
Fig. 4. Degree of rock dissolution vs time of exposure to hydrochloric acid:
1 – reaction rate in 15 min; 2 – reaction rate in 1 hour

Результаты эксперимента показали, что при воздействии соляной кислоты происходит интенсивное разрушение карбонатного скелета породы. В ряде образцов степень растворения породы превышала 80 %, что свидетельствует о значительном изменении структуры порового пространства.

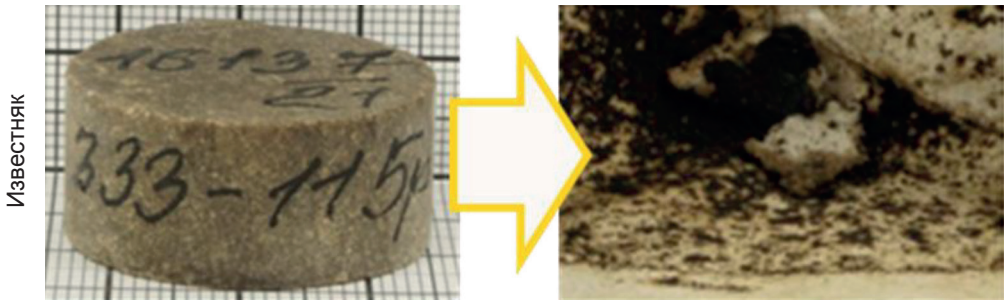
Как видно из рис. 5, кислотное воздействие приводит к разрушению породы и формированию направленных каналов растворения, обеспечивающих резкое увеличение проницаемости. Данный механизм является ключевым при реализации кислотной модификации MST и обеспечивает снижение сопротивления внедрению игл.

Полученные результаты согласуются с зарубежными исследованиями кислотной стимуляции карбонатных коллекторов, где отмечается формирование так называемых wormholes, обеспечивающих эффективный приток флюидов [22, 23].

Сравнительный анализ с результатами моделирования гидроразрыва пласта показал, что при использовании ГРП наблюдается высокая вероятность выхода трещины за пределы нефтенасыщенного интервала, что приводит к преждевременному обводнению продукции.

В то же время применение технологии MST обеспечивает локализованное воздействие на пласт и формирование каналов строго в пределах продуктивного интервала. Расчеты показывают, что при использовании MST коэффициент вовлечения запасов возрастает на 20–35 % по сравнению с ГРП при разработке тонких нефтяных оторочек.

Полученные результаты подтверждаются зарубежными исследованиями, где отмечается преимущество управляемых радиальных каналов перед гидравлическими трещинами в условиях высокой неоднородности коллектора [24, 25].



a ***b***

Рис. 5. Изменение структуры карбонатного керна до (a) и после (b) кислотного воздействия
Fig. 5. Changes in the structure of the carbonate core before (a) and after (b) acidizing

Испытания режущего инструмента подтвердили устойчивую работу при осевых нагрузках до 1500 кг [17].

Сравнение с гидроразрывом пласта. В отличие от ГРП, геометрия каналов MST задается конструктивно и не зависит от поля напряжений [3, 5].

Это обеспечивает высокий уровень управляемости процесса стимуляции и минимизацию рисков прорыва воды и газа [6].

Оптимизация конфигурации. Наличие точки насыщения добычи указывает на необходимость оптимального проектирования числа каналов [11].

Избыточное количество ответвлений увеличивает капитальные затраты без пропорционального прироста добычи [8].

Надежность системы. Разработка систем контроля выноса твердых частиц позволила адаптировать технологию к мягким меловым породам [15].

Это снижает риск заиливания и обрушения каналов [17].

Ограничения технологии. Основными ограничениями MST являются:

– сложность масштабирования лабораторных данных [18];

– зависимость от качества буровых растворов [7];

– необходимость буровой установки для MJST [8];

– высокая требовательность к инженерному сопровождению [12].

Заключение

На основе анализа литературных источников и промысловых данных установлено, что технология многосторонней стимуляции ствола скважины является эффективным инструментом повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов с тонкими нефтяными оторочками [7, 12].

Основные выводы:

1. MST обеспечивает контролируемое расширение зоны дренирования пласта [8, 16].

2. Радиальные каналы позволяют обходить поврежденные зоны и снижать скин-фактор [4].

3. Кислотная и механическая модификации расширяют область применения технологии [17, 18].

4. EDFM-моделирование подтверждает наличие оптимального количества каналов [9–11].

5. Прирост индекса продуктивности достигает 3–4 раз [11].

6. Технология перспективна для внедрения на месторождениях Российской Федерации [12, 19].

Таким образом, MST может рассматриваться как научно обоснованная альтернатива традиционному гидроразрыву пласта при разработке трудноизвлекаемых запасов карбонатных коллекторов.

Список источников

1. Аширов К.Б., Выжигин Г.Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 1977. № 7. С. 28–31. Режим доступа: https://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=108219 (дата обращения: 23.01.2026).

2. Мухаметшин В.Ш. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от плотности сетки скважин при разработке малопродуктивных карбонатных залежей // Нефтяное хозяйство. 1989. № 12. С. 26–29. Режим доступа: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=8155andart=122334 (дата обращения: 23.01.2026).

3. Manchanda R., Sharma M.M. Impact of completion design on fracture complexity in horizontal shale wells // SPE Drilling and Completion. 2014. Vol. 29. Iss. 1. P. 10–21. Режим доступа: https://onepetro.org/DC/article-abstract/29/01/78/205825/Impact-of-Completion-Design-on-Fracture-Complexity?redirectedFrom=fulltext (дата обращения: 23.01.2026).

4. Hognesen E.J., Strand S., Austad T. Waterflooding of preferential oil-wet carbonates – oil recovery related to reservoir temperature and brine composition (SPE94166) // 67th EAGE Conference and Exhibition. 2005. P. 1–9. https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.1.D026.

5. Olson K.E., Olsen E., Haidar S., Boulatsel A., Brekke K. Valhall field: horizontal well stimulations “Acid vs. Proppant” and best practices for fracture optimization // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Proceedings-Mile High Meeting of the Minds (Denver, 5–8 October 2003). Denver: Society of Petroleum Engineers, Inc., 2003. P. 2947–2963. https://doi.org/10.2118/84392-ms. EDN: PJGXOR.

6. Сучков Б.М. Причины снижения продуктивности скважин // Нефтяное хозяйство. 1988. № 5. С. 52–54. Режим доступа: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=8143andart=6656 (дата обращения: 23.01.2026).

7. Rice K., Jorgensen T. Waters J.W. First installation of efficient and accurate multilaterals stimulation technology in carbonate oil application // SPE-171021-MS. 2014. P. 1–15. https://doi.org/10.2118/171021-MS.

8. Freyer R., Stang A., Dusterhoft D., Meyer J., Røste T., Haug K. Multilateral stimulation technology // SPE-121814. 2009. P. 1–14. Режим доступа: https://onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/09EFDC/09EFDC/SPE-121814-MS/146381?redirectedFrom=PDF (дата обращения: 24.01.2026).

9. Bagheri M., Settari A. Modeling of geomechanics in naturally fractured reservoirs // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2008. Vol. 11. P. 108–118.

10. Moinfar A., Varavei A., Sepehrnoori K., Johns R.T. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs // SPE Journal. 2014. Vol. 19. Iss. 2. P. 289–303. https://doi.org/10.2118/154246-PA.

11. Panfili P., Jomaa A., Lydon S., McClure M., Cazeneuve E., Lee S. EDFM Workshop Proceedings. Houston, 2013. 20 p.

12. Хасанов Г.В. Обзор технологии Fishbones AS – повышение сообщаемости пластов. Казань: Татбурнефть, 2019. 65 с.

13. Al-Khelaiwi F.T., et al. Radial drilling and reservoir performance // SPE Journal. 2008.

14. Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C., Zhu Ding. Petroleum production systems // Sugarhouse Book Works. 2012.

15. Мухаметшин В.В., Андреев А.В., Котенёв Ю.А. Прогноз продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // SOCAR Proceedings. 2016. № 3. С. 40–45. https://doi.org/10.5510/OGP20160300287.

16. Fishbones A.S. Multilateral stimulation technology manual. Stavanger, 2015. 110 p.

17. Al-Kobaisi, M., Kazemi, H., Ramirez, B., Ozkan, E., and Atan, S. A critical review for proper use of water/oil/gas transfer functions in dual-porosity naturally fractured reservoirs: part II // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2009. Vol. 12. P. 211–217.

18. Nasr-El-Din H.A., Domen M.V., Sierra L., Welton T. Optimization of surfactant-based fluids for acid diversion // SPE Journal. 2007. Vol. 12. Iss. 3. P. 311–320. https://doi.org/10.2523/107687-MS.

19. Babadagli T., Al-Salmi S. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2004. Vol. 7. Iss. 2. P. 75–88. https://doi.org/10.2118/87824-PA.

20. Neylon K., Reiso E., Holmes J.A., Nesse O.B. Modeling well inflow control with flow in both annulus and tubing // Paper SPE 118909 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands (Texas, 2–4 February, 2009). Texas, 2009. https://doi.org/10.2118/118909-MS.

21. Gomari K.A.R., Karoussi O., Hamouda A.A. Mechanistic study of water–rock interaction // SPE Journal. 2006. Vol. 11. Iss. 4. P. 421–429.

22. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media // AIChE Journal. 1998. Vol. 44. Iss. 9. P. 1933–1949. https://doi.org/10.1002/aic.690440902.

23. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // AIChE Journal. 1988. Vol. 34. Iss. 1. P. 45–54. https://doi.org/10.1002/aic.690340107.

24. Valko P., Economides M. Hydraulic fracture mechanics. Texas: Wiley, 1995. 298 p.

25. Babadagli T., Sultan Q.U. Scaling of cocurrent and countercurrent capillary imbibition for surfactant and polymer injection in naturally fractured reservoirs // SPE Journal. 2001. Vol. 6. P. 465–478. https://doi.org/10.1306/A9673446-1738-11D7-8645000102C1865D.

References

1. Ashirov K.B., Vyzhigin G.B. Evaluation of the efficiency of hydrochloric acid treatment of wells in carbonate reservoirs. *Oil Industry*. 1977;7:28-31. Available from: https://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=108219 [Accessed 23th January 2026]. (In Russ.).

2. Mukhametshin V.Sh. Dependence of oil recovery factor on well spacing in the development of low-productivity carbonate reservoirs. *Oil Industry*. 1989;12:26-29. Available from: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=8155andart=122334 [Accessed 23th January 2026]. (In Russ.).

3. Manchanda R., Sharma M.M. Impact of completion design on fracture complexity in horizontal shale wells. *SPE Drilling and Completion*. 2014;29(1):10-21. Available from: https://onepetro.org/DC/article-abstract/29/01/78/205825/Impact-of-Completion-Design-on-Fracture-Complexity?redirectedFrom=fulltext [Accessed 23th January 2026].

4. Hognesen E.J., Strand S., Austad T. Waterflooding of preferential oil-wet carbonates – oil recovery related to reservoir temperature and brine composition (SPE94166). In: *67th EAGE Conference and Exhibition*. 2005;1-9. https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.1.D026.

5. Olson K.E., Olsen E., Haidar S., Boulatsel A., Brekke K. Valhall field: horizontal well stimulations “Acid vs. Proppant” and best practices for fracture optimization. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Proceedings-Mile High Meeting of the Minds*. 5–8 October 2003, Denver. Denver: Society of Petroleum Engineers, Inc.; 2003, p. 2947-2963. https://doi.org/10.2118/84392-ms. EDN: PJGXOR.

6. Suchkov B.M. Reasons of well productivity decrease. *Oil Industry*. 1988;5:52-54. Available from: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=8143andart=6656 [Accessed 23th January 2026]. (In Russ.).

7. Rice K., Jorgensen T. Waters J.W. First installation of efficient and accurate multilaterals stimulation technology in carbonate oil application. *SPE-171021-MS*. 2014;1-15. https://doi.org/10.2118/171021-MS.

8. Freyer R., Stang A., Dusterhoft D., Meyer J., Røste T., Haug K. Multilateral stimulation technology. *SPE-121814*. 2009:1-14. Available from: https://onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/09EFDC/09EFDC/SPE-121814-MS/146381?redirectedFrom=PDF [Accessed 24th January 2026].

9. Bagheri M., Settari A. Modeling of geomechanics in naturally fractured reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering.* 2008;11:108-118.

10. Moinfar A., Varavei A., Sepehrnoori K., Johns R.T. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs. *SPE Journal*. 2014;19(2):289-303. https://doi.org/10.2118/154246-PA. [Accessed 23th January 2026].

11. Panfili P., Jomaa A., Lydon S., McClure M., Cazeneuve E., Lee S. *EDFM Workshop Proceedings*. Houston; 2013, 20 p.

12. Khasanov G.V. *Overview of Fishbones AS technology – improving reservoir connectivity*. Kazan: Tatburneft; 2019, 65 p. (In Russ.).

13. Al-Khelaiwi F.T., et al. Radial drilling and reservoir performance. *SPE Journal*. 2008.

14. Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C., Zhu Ding. Petroleum production systems. *Sugarhouse Book Works*. 2012.

15. Mukhametshin V.V., Andreev A.V., Kotenev Yu.A. Productivity forecast for deposits in carbonate reservoirs with hard-to-recover reserves. *SOCAR Proceedings*. 2016;3:40-45. (In Russ.). https://doi.org/10.5510/OGP20160300287.

16. Fishbones A.S. *Multilateral stimulation technology manual*. Stavanger; 2015, 110 p.

17. Al-Kobaisi, M., Kazemi, H., Ramirez, B., Ozkan, E., and Atan, S. A critical review for proper use of water/oil/gas transfer functions in dual-porosity naturally fractured reservoirs: Part II. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2009;12:211-217.

18. Nasr-El-Din H.A., Domen M.V., Sierra L., Welton T. Optimization of surfactant-based fluids for acid diversion. *SPE Journal.* 2007;12(3):311-320. https://doi.org/10.2523/107687-MS.

19. Babadagli T., Al-Salmi S. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2004;7(2):75-88. https://doi.org/10.2118/87824-PA.

20. Neylon K., Reiso E., Holmes J.A., Nesse O.B. Modeling well inflow control with flow in both annulus and tubing. In: *Paper SPE 118909 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands*. 2–4 February, 2009, Texas. Texas; 2009. https://doi.org/10.2118/118909-MS.

21. Gomari K.A.R., Karoussi O., Hamouda A.A. Mechanistic study of water–rock interaction. *SPE Journal.* 2006;11(4):421-429.

22. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media. *AIChE Journal*. 1998;44(9):1933-1949. https://doi.org/10.1002/aic.690440902.

23. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media. *AIChE Journal*. 1988;34(1):45-54. https://doi.org/10.1002/aic.690340107.

24. Valko P., Economides M. *Hydraulic fracture mechanics*. Texas: Wiley; 1995, 298 p.

25. Babadagli T., Sultan Q.U. Scaling of cocurrent and countercurrent capillary imbibition for surfactant and polymer injection in naturally fractured reservoirs. *SPE Journal.* 2001;6:465-478. https://doi.org/10.1306/A9673446-1738-11D7-8645000102C1865D.

Информация об авторах / Information about the authors

Ярощук Илья Александрович,
аспирант,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
✉ ilya.yaroshuk@yandex.ru
https://orcid.org/0009-0000-3955-8501
Ilya A. Yaroshchuk,
Postgraduate Student,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
✉ ilya.yaroshuk@yandex.ru
https://orcid.org/0009-0000-3955-8501

Панфилов Владимир Юрьевич,
аспирант,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
panfilov_vu@mai.ru
https://orcid.org/0009-0004-1248-5567
Vladimir Yu. Panfilov,
Postgraduate Student,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
panfilov_vu@mai.ru
https://orcid.org/0009-0004-1248-5567

Пушмин Павел Сергеевич,
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
pps@ex.istu.edu
https://orcid.org/0000-0001-5127-849X
Pavel S. Pushmin,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of Oil and Gas Engineering Department,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
pps@ex.istu.edu
https://orcid.org/0000-0001-5127-849X

Подоляко Дмитрий Сергеевич,
аспирант,
Иркутский государственный университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
podolyakods@gmail.com
https://orcid.org/0009-0002-0138-220X
Dmitry S. Podoliako,
Postgraduate Student,
Irkutsk State University,
Irkutsk, Russian Federation,
podolyakods@gmail.com
https://orcid.org/0009-0002-0138-220X

Вклад авторов / Contribution of the authors

И.А. Ярощук – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.
В.Ю. Панфилов – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.
П.С. Пушмин – научное руководство, редактирование рукописи.
Д.С. Подоляко – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.
Ilya A. Yaroshchuk – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.
Vladimir Yu. Panfilov – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.
Pavel S. Pushmin – supervision, writing – editing.
Dmitry S. Podoliako – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 05.02.2026; одобрена после рецензирования 17.02.2026; принята к публикации 26.02.2026.
The article was submitted 05.02.2026; approved after reviewing 17.02.2026; accepted for publication 26.02.2026.