

УДК 622.276.04+622.323

Носков Кирилл Дмитриевич, ФБГОУ высшего образования «Тюменский
индустриальный университет», Тюмень, Россия,

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Забоева М.И

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИМЕНительно К НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

Аннотация

В работе представлены результаты систематизации современных методов интенсификации добычи нефти из пластов с аномально низкой проницаемостью (менее $0,05 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Рассмотрены четыре основные группы подходов: гидравлический разрыв пласта в различных модификациях, нагнетание газов, химическое воздействие и комбинированные схемы. Для каждой группы выделены ключевые физические механизмы, ограничения и критерии применимости. На основе анализа российских и зарубежных публикаций за 2020–2026 гг. предложен двухуровневый алгоритм выбора метода, учитывающий не только проницаемость, но и степень трещиноватости, литотип и состав флюида. Показано, что наиболее высокий коэффициент извлечения достигается при последовательном или циклическом сочетании многостадийного гидроразрыва горизонтальных стволов с закачкой газов (CO₂, азот) или поверхностно-активных композиций.

Annotation

The paper presents the results of systematization of modern methods for intensifying oil production from formations with anomalously low permeability (less than $0.05 \cdot 10^{-3}$ μm²). Four main groups of approaches are considered: hydraulic fracturing in various modifications, gas injection, chemical treatment, and combined schemes. For each group, key physical mechanisms, limitations, and applicability

criteria are identified. Based on the analysis of Russian and international publications from 2020–2026, a two-level algorithm for method selection is proposed, taking into account not only permeability but also the degree of fracturing, lithotype, and fluid composition. It is shown that the highest oil recovery factor is achieved through sequential or cyclic combination of multi-stage hydraulic fracturing of horizontal wells with injection of gases (CO₂, nitrogen) or surfactant compositions.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, гидроразрыв пласта, закачка диоксида углерода, ПАВ, водогазовое воздействие, выбор технологии.

Keywords: low-permeability reservoir, unconventional reserves, hydraulic fracturing, carbon dioxide injection, surfactants, water-gas flooding, technology selection

Введение

Последние десять лет в структуре запасов нефти, вводимых в разработку в России, устойчиво растёт доля объектов с проницаемостью коллектора менее $0,05 \cdot 10^{-3}$ мкм². Такие залежи часто относят к сверхнизкопроницаемым или «плотным» (tight reservoirs). Их промышленное освоение требует отказа от традиционных систем заводнения, поскольку прямая закачка воды сопровождается рядом негативных эффектов: низкая приёмистость нагнетательных скважин, быстрые прорывы по естественным микротрещинам, преждевременное обводнение добывающих скважин. В связи с этим за последние годы сформировалось несколько альтернативных подходов, однако отсутствует единая методика, позволяющая оперативно сравнивать их потенциальную эффективность на стадии проектирования. Настоящая работа ставит целью устранить этот пробел через систематизацию известных методов и выработку чётких рекомендаций по выбору для разных типов низкопроницаемых объектов.

Классификация методов: от простого к сложному

Всё многообразие технологий, применяемых при разработке низкопроницаемых коллекторов, можно разделить на четыре категории в зависимости от преобладающего физико-химического механизма.

Гидравлический разрыв пласта и его производные

Гидроразрыв пласта (ГРП) в низкопроницаемой среде выполняет две функции: создаёт высокопроводящий канал от ствола скважины вглубь массива и инициирует сеть вторичных трещин, увеличивая фильтрационную поверхность. Современная практика (особенно в Западной Сибири и Баженовской свите) показывает, что одиночный ГРП в вертикальной скважине эффективен лишь при проницаемости выше 0,1 мД. При более низких значениях переходят к многостадийному ГРП (МГРП) в горизонтальных скважинах. Так, по данным, опубликованным в 2024–2025 гг. для месторождений Тюменской области, переход от одностадийного к 12–15-стадийному разрыву увеличивает начальный дебит в 4–7 раз, однако коэффициент вытеснения нефти из матрицы породы практически не меняется. То есть ГРП решает проблему притока, но не проблему остаточной нефтенасыщенности.

Газовое воздействие

Нагнетание газа (метана, азота, углекислого газа, дымовых газов) пользуется спросом благодаря высокой подвижности газовой фазы, которая даже в очень плотных породах способна проникать в микро- и нанопоры. Наибольший интерес представляет закачка CO_2 . При давлениях выше давления смещения (для большинства низкопроницаемых коллекторов это 12–25 МПа) диоксид углерода переходит в сверхкритическое состояние, экстрагирует лёгкие углеводороды и снижает вязкость нефти в несколько раз. Согласно экспериментальным работам Института проблем нефти и газа (2025), коэффициент вытеснения при закачке CO_2 в керн с проницаемостью 0,01 мД достигает 55–60%, что на 30–40 п.п. выше, чем при заводнении.

Главный недостаток — преждевременные газовые прорывы по трещинам, что снижает охват. Частично проблему решает циклическая закачка (huff-n-puff) или чередование с водяными оторочками.

Физико-химическое воздействие

К этой группе относятся закачка растворов ПАВ, полимеров, щелочей, а также новых составов на основе глубоких эвтектических растворителей и наночастиц. В низкопроницаемых коллекторах ключевое значение имеет способность реагента снижать межфазное натяжение на границе нефть–вода (до 10^{-3} мН/м и ниже) и изменять смачиваемость породы с гидрофобной на гидрофильную. Лабораторные испытания, выполненные в Томском политехническом университете (2025), показали, что закачка 0,05–0,1% раствора неионогенного ПАВ в керн с проницаемостью 0,005 мД увеличивает конечную нефтеотдачу на 12–17% по сравнению с заводнением. Однако проблемы остаются: низкая приёмистость нагнетательных скважин и адсорбция ПАВ на поверхности глинистых минералов. Для их решения предлагается предварительная обработка пропантом или закачка нанофлюидов, но эти технологии пока не вышли из стадии опытно-промышленных испытаний.

Комбинированные схемы

Анализ литературы показывает, что ни один из перечисленных методов в отдельности не даёт экономически приемлемого результата в наиболее сложных условиях (проницаемость менее 0,005 мД, аномально высокая глинистость). Перспективным считается синергетическое сочетание:

- МГРП + закачка газа. Трещины ГРП служат магистралями для доставки газа в удалённые зоны матрицы.
- МГРП + закачка ПАВ. Аналогично, трещины обеспечивают гидравлическую связь, а ПАВ отвечает за вытеснение остаточной нефти из пор.

- Водогазовое воздействие (WAG). Циклическая закачка небольших оторочек воды и газа снижает подвижность газа и выравнивает фронт вытеснения. По данным Уфимского нефтяного университета, на одном из низкопроницаемых горизонтов Ромашкинского месторождения внедрение WAG увеличило коэффициент охвата с 0,42 до 0,61.

Предлагаемый алгоритм выбора метода

На основе выполненной систематизации предлагается двухэтапный подход к выбору технологии.

Этап 1. Определение базового метода в зависимости от проницаемости (k)

- $k > 1$ мД: стандартное заводнение с корректировкой солёности;
- $0,1 < k < 1$ мД: МГРП в горизонтальных скважинах (как основа);
- $k < 0,1$ мД: газовые методы (преимущественно CO_2) или комбинация «ГРП + газ».

Этап 2. Корректировка с учётом дополнительных факторов

- При наличии открытых трещин ($> 0,1$ мм) – добавляются гелевые изолирующие составы или чередование оторочек (WAG).
- При высокой глинистости ($> 10\%$ смектитов) – обязательна стабилизация глин (закачка раствора KCl) и ограничение применения полимеров из-за риска коагуляции.
- При глубине более 2500 м и давлении выше давления смешения – приоритет закачке CO_2 .

Экономическая граница применимости должна определяться отдельно через расчёт удельной стоимости каждой дополнительной стадии, однако в рамках данной работы детальный экономический анализ не проводится.

Заключение

Проведённая систематизация методов увеличения нефтеотдачи для низкопроницаемых коллекторов позволяет сделать следующие выводы:

1. Универсального решения не существует; выбор технологии определяется не только проницаемостью, но и трещиноватостью, минеральным составом и термобарическими условиями.
2. Гидравлический разрыв пласта (особенно МГРП) является обязательным элементом большинства современных систем разработки, но сам по себе не увеличивает коэффициент вытеснения.
3. Газовые методы, в первую очередь закачка CO_2 , демонстрируют наибольший прирост коэффициента вытеснения (до 60% в лабораторных условиях), однако требуют контроля прорывов.
4. Комбинированные схемы (МГРП + газ, МГРП + ПАВ, водогазовое воздействие) следует рассматривать как наиболее перспективное направление, обеспечивающее синергетический эффект.
5. Предложенный двухэтапный алгоритм позволяет инженеру-разработчику быстро оценить применимость различных методов на ранних стадиях проектирования.

Дальнейшие исследования должны быть направлены на количественную оценку взаимного влияния реагентов при последовательной закачке и на создание физико-математических моделей, учитывающих реальную микроструктуру низкопроницаемых коллекторов.

Список используемых источников

1. Сахапов Р.Р., Хусаинов Р.Ф., Закиров А.Ф. Водогазовое воздействие на низкопроницаемые карбонатные коллекторы: результаты опытно-промышленных работ // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2025. – № 4. – С. 27–33.
2. Chen H., Li Y., Zhang X. CO_2 huff-n-puff in tight oil reservoirs: a review of mechanisms and field pilots // Fuel. – 2026. – Vol. 320. – 123892.
3. Губанов В.С., Коваленко А.А. Влияние состава ПАВ на вытеснение нефти из низкопроницаемых глинистых песчаников // Известия Томского

политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 2. – С. 114–124.

4. Петров А.Н., Морозов Д.В. Сравнительная эффективность МГРП и газового воздействия на ачимовских отложениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 11. – С. 46–52.
5. Ахметов Р.Т., Валеев А.С. Применение нанофлюидов для интенсификации добычи из сверхнизкопроницаемых коллекторов: обзор экспериментов // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 3. – С. 68–73.
6. Zheng S., Qin J., Wu K. A systematic review of EOR methods in tight reservoirs: from laboratory to field scale // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2025. – Vol. 235. – 113024.
7. Российская национальная система стандартов в области повышения нефтеотдачи пластов (ГОСТ Р 57848-2024). – М.: Стандартинформ, 2025. – 48 с.