



© А.В. Мельников,
2026



УДК 622.276.6
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ И ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.В. Мельников

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях истощения легкодоступных запасов методы увеличения нефтеотдачи остаются критически важными для ряда месторождений, зачастую превращаясь из экспериментальных технологий в обязательный инструмент для рентабельной разработки зрелых месторождений и обеспечения энергобезопасности.

Цель работы. Оптимизация процесса поиска и выбора эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основываясь на опыте применения технологий в отрасли, и апробация разработанного алгоритма на примере карбонатного трещиноватого коллектора.

Материалы и методы. Для определения оптимальных МУН автором была разработана специальная методика экспресс-оценки применимости различных технологий, основанная на уникальной базе данных. Ключевым элементом разработанного инструмента является критериальная оценка применимости различных видов МУН и их рейтингование в зависимости от геолого-геофизических свойств пласта в сочетании с оценкой промышленной зрелости выбранных технологий воздействия.

Результаты. Разработана методика, которая позволяет существенно сократить время и операционные затраты на выбор МУН, выявить геологические ограничения на самых ранних этапах и оптимизировать дальнейшую работу по подбору эффективной технологии воздействия. Методика реализована в виде цифрового алгоритма и основывается на широкой базе данных по успешности применения МУН в отрасли.

Заключение. Разработанный подход показал эффективность и оперативность при определении технологий воздействия на пласт. На примере месторождения, представленного карбонатным коллектором, показано значительное влияние трещиноватости на потенциальную успешность применения газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, карбонатные коллектора, закачка газа, трещиноватость

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мельников А.В. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи на примере карбонатных и трещиноватых коллекторов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(2):66–72.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

Статья поступила в редакцию 31.03.2026

Принята к публикации 23.04.2026

Опубликована 30.06.2026

EVALUATION OF ENHANCING OIL RECOVERY METHODS APPLICABILITY FOR CARBONATE AND FRACTURED RESERVOIRS

Aleksandr V. Melnikov

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In the context of depleting accessible reserves, enhanced oil recovery methods remain critically important for a range of fields, often transforming from experimental technologies into a mandatory tool for the effective development of brownfields and ensuring energy security.

Objective. The aim of this work was to optimize the process of screening effective enhanced oil recovery (EOR) methods based on industry application experience, and to test the developed algorithm on a carbonate fractured reservoir.

Materials and methods. To determine optimal EOR methods, the author developed a specialized rapid assessment methodology for evaluating the applicability of various technologies, based on a unique database. The key element of the tool is a criteria-based assessment of the applicability of different EOR methods and their ranking depending on the geological and geophysical properties of the reservoir, combined with an assessment of the industrial maturity of the selected stimulation technologies.

Results. New methodology significantly reduces the time and operational costs of EOR method screening, identifies geological limitations at the earliest stages, and optimizes further work on selecting an effective stimulation technology. The methodology is implemented as an application and is based on a comprehensive database of EOR application success rates in the industry.

Conclusion. The new approach has demonstrated efficiency and rapidity in determining reservoir stimulation technologies. Using a carbonate reservoir field as an example, the significant influence of fracturing on the potential success of gas-based EOR methods is shown.

Keywords: enhanced oil recovery, carbonate reservoirs, gas injection, fracturing

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Melnikov A.V. Evaluation of enhancing oil recovery methods applicability for carbonate and fractured reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(2):66–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-2-66-72>

Manuscript received 31.03.2026

Accepted 23.04.2026

Published 30.06.2026

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность извлечения нефти современными, освоенными технологиями разработки на сегодняшний день снижается во всей отрасли, при этом запрос на потребление углеводородных продуктов растет. Нефтегазовая отрасль сталкивается со значительным ухудшением сырьевой базы месторождений на новых крупных проектах как в России, так и на зарубежных активах. Поэтому вопросы подбора, проектирования и применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих увеличить нефтеотдачу как уже разрабатываемых пластов, так и новых высокорисковых и сложных объектов, являются актуальными. Одним из решений задачи получения дополнительной добычи и высоких показателей коэффициента извлечения нефти является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Под термином МУН в представленной работе понимаются технологии, связанные с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты. Мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что в ряде случаев себестоимость добычи нефти с применением МУН по мере их освоения и совершенствования значительно снижается и приближается к себестоимости добычи нефти традиционными методами. [1]. Очевидно, что при значительном различии геолого-геофизических свойств коллекторов,

а также пластовых флюидов нельзя определить один универсальный метод увеличения нефтеотдачи, подходящий для тиражирования на большинстве месторождений. Для выбора наиболее эффективного МУН и расчета оптимальных условий применения проводится детальная поэтапная оценка с выполнением комплекса лабораторных исследований, расчетов на цифровой модели и проведением опытно-промышленных работ (ОПР). Весь цикл оценки применимости МУН принято выполнять тремя ключевыми этапами с последующим внедрением на месторождении в случае подтверждения технико-экономической эффективности (рис. 1). Первый этап: первичная оценка или скрининг основных МУН, представленных в отрасли. Результатом этапа является выбор 3–4 оптимальных и применимых для дальнейшего рассмотрения методов. Второй этап: детальное геолого-гидродинамическое моделирование и экономическая оценка успешности для конкретных условий. Функционал современного программного обеспечения позволяет в полной мере численно исследовать применение тепловых, химических или газовых методов воздействия на пласт. Третий этап: проведение комплекса точечных лабораторных исследований и выполнение ОПР на месторождении. На этапе внедрения крайне важно вести мониторинг и анализ реализации проекта применения МУН для своевременной корректировки и адаптации технических



Рис. 1. Процесс оценки применимости МУН. Составлено автором
Fig. 1. EOR applicability evaluation process. Prepared by the author

решений по реализации закачки агента. Представленная работа посвящена оптимизации первого этапа работы по выбору оптимального метода увеличения нефтеотдачи — первичной оценке.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗРАБОТАНА ЦИФРОВАЯ МЕТОДИКА, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ВЫПОЛНЯТЬ ПОЭТАПНУЮ ОЦЕНКУ ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СОВМЕСТНО С РАСЧЁТАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АПРОБИРОВАНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ В РАМКАХ ОПР.

ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ МУН

Первый этап по подбору потенциальных технологий является трудоемким процессом, в особенности для новых месторождений с низким уровнем изученности. Необходимо проанализировать более 10 существующих методов на успешность для геологических условий, при этом если месторождение состоит из различных блоков и объектов, то потенциальную успешность целесообразно оценивать для геолого-геофизических характеристик каждого такого участка. Необходимо провести анализ максимально доступного количества опубликованных результатов применения МУН в отрасли, сопоставить параметры месторождений с параметрами исследуемого объекта, что является достаточно ресурсоемкой задачей. Альтернативный подход — это опережающий переход к оценке с помощью гидродинамической модели, который ограничен зачастую отсутствием полноценных исходных данных для инициализации модели, а также требует больших расчетных мощностей с учетом необходимости оценки большого количества МУН.

Для выполнения этой задачи была разработана методика, которая реализована в виде алгоритма первичной оценки применимости МУН для малого количества исходных данных. Решение позволяет в кратчайшие сроки проводить сопоставительный анализ потенциальной успешности существующих технологий с характеристиками исследуемого объекта разработки, который формализован в виде цифрового инструмента [2].

Алгоритм обеспечивает оценку 13 видов МУН (тепловые, химические и газовые направления). Бактериальные МУН в данной

работе не рассматривались, ввиду низкой степени зрелости и малого опыта применения в промышленности. Программа тестирует и ранжирует методы увеличения нефтеотдачи в соответствии с их применимостью к исследуемому месторождению в зависимости от заданных геолого-геофизических характеристик пласта. В качестве атрибутов каждого из МУН используются оценочные функции и 12 параметров пласта и пластовых флюидов. Одним из важнейших, в рамках исследования объектов, сложенных карбонатами, является в первую очередь трещиноватость.

Процесс скрининга выполняется в два последовательных шага: первый — отбрасывание неприменимых МУН ввиду наличия существенных ограничений по одному из факторов, второй — рейтингование и балльная оценка потенциальной успешности метода. Каждый параметр сопоставляется с тремя интервалами применимости МУН, сформированными на базе успешности проектирования и применения метода в отрасли: «применим», «ограничено применим», «не применим». Рейтинги рассчитываются по баллам результатов оценки параметров. Это позволяет выполнять быстрое ранжирование разных методов в соответствии с заданным критерием. Для расчета рейтинга используется весовая функция для каждого параметра пласта, суммирование которой по всем параметрам и дает итоговый вес применимости метода для конкретного объекта разработки.

Критерии. Основным элементом, влияющим на точность первичной оценки, является база данных по истории применения технологий МУН в мировой практике, успешные и неуспешные аналоги и результаты опытно-промышленных работ. На начальном этапе для формирования базы данных использовались результаты анализа публикаций, представленных в работе [3, 4, 5]. Затем они были уточнены и доработаны на основе других литературных источников и опыта. На завершающей стадии, для полноты выборки и актуальности, база подтверждалась опытом применения и проектирования МУН компаниями «Газпром нефть» на различных активах.

Оценка газовых методов. Созданный инструмент позволяет оценивать в том числе применимость газовых методов увеличения нефтеотдачи. Известно, что высокая эффективность применения газовых или водогазовых методов воздействия достигается в условиях смешивающегося режима вытеснения. Для быстрого определения выполнения условия смешиваемости

в рассматриваемом алгоритме реализована модель оценки по корреляциям в зависимости от параметров пластовых флюидов и вида закачиваемого газа.

Корреляция «Yelling&Metcalfe» используется только для систем, в которых в качестве закачиваемого газа используется углекислый газ [6, 7].

$$MMP = \frac{1833,7217 + 2,2518055 \times (1,8T - 459,67) + 0,01800674 \times (1,8T - 459,67)^2 - \frac{103949,93}{1,8T - 459,67}}{145,0377}. \quad (1)$$

Корреляция Dong. Минимальное значение смешиваемости для произвольного закачиваемого газа определяется через его значение для закачки чистого углекислого газа [8]:

$$MMP = MMP_{CO_2} \left(\frac{T_{ac}}{304,2} \right), \quad (2)$$

где

$$T_{ac} = \sum_{i=1}^n S F_i x_i T_{ci}. \quad (3)$$

Обозначения:

MMP — минимальное давление смешиваемости,

MMP_{CO_2} — минимальное давление смешиваемости, когда закачиваемый газ — чистый углекислый газ, МПа,

T_{ci} — критическая температура компонента закачиваемого газа, К,

x_i — молярное содержание i -го компонента закачиваемого газа,

T — пластовая температура, К.

Зрелость технологии и успешность реализации в отрасли. Помимо оценки потенциальной успешности, зависящей от геолого-геофизических условий, важна и зрелость технологии с точки зрения ее научной изученности и развития, а также с позиции опыта применения в отрасли и промышленной освоенности.

Так, согласно статистике наиболее популярный метод увеличения нефтеотдачи — это газовые технологии, опыт ряда проектов по применению смешивающегося вытеснения при закачке газа показывает увеличение количества извлекаемой нефти на 5–22 % от начальных геологических запасов [9].

На втором месте по опыту и успешности — термическое воздействие, в первую очередь закачка пара, которая успешно применяется для разработки пластов, содержащих высоковязкие нефти, в Канаде [10].

Менее популярны из-за высокой стоимости и необходимости расхода больших объемов реагентов химические МУН, однако, учитывая, что первый патент на коммерческое применение получен в 1964 г., этот вид тоже можно отнести к высокозрелым и достаточно изученным технологиям.

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МУН ДЛЯ КАРБОНАТНОГО ТРЕЩИНОВАТОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Далее проведена оценка работы инструмента и анализ влияния факторов на примере реального месторождения

Характеристика месторождения. Для выполнения ретроспективного анализа и оценки работы алгоритма для реальных месторождений выбран карбонатный коллектор Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение является сложным как по структуре пустотного пространства, так и с точки зрения физико-химического состава флюидов.

Одну из ключевых геологических неопределенностей представляет развитие трещиноватости, которая для месторождений такого типа является одним из влияющих параметров на успешность разработки и применения МУН. Разрез продуктивного пласта артинского горизонта сложен известняками.

Трещиноватость отложений подтверждена специальными методами ГИС (микросканеры, шумометрия), результатами керновых исследований, в первую очередь полномасштабного керна, а также анализом истории промысловых данных работы скважин. Трещины в большинстве своём субвертикальные (70–80°). Однако для оценки влияния системы трещин на возможное ограничение применения МУН важно понимать ее действительное влияние на разработку и на гидродинамические потоки жидкости в пласте. Один из способов определения влияния вторичной пустотности на эффективную проницаемость коллектора — сопоставление значения проницаемости, полученной по результатам гидродинамических и геофизических исследований. Для скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) этот показатель варьируется в пределах от 0,83 до 13,5 ед., в то время как по коллекторам со значительным влиянием трещин на разработку этот параметр обычно меняется от 10 до нескольких тысяч ед. [11].

Далее для оценки влияния системы трещин на разработку была применена методология статистической оценки дебитов скважин, представленная Р.А. Нельсоном [12]. При этом, ввиду того что объект разбурен горизонтальными скважинами, методика была модифицирована и в статистический расчет брались не дебиты скважины, а удельные показатели на единицу длины эффективной проходки горизонтальной скважины. Учитывая масштабность и большую площадь месторождения, рассмотрена статистика для двух секторов из разных участков ВУ ОНГКМ.

Анализ результатов диагностических графиков доли скважин в накопленной добыче от доли скважин в общем количестве добывающего фонда, пребывавшего в эксплуатации (рис. 2), показывает, что по сектору 1 присутствует незначительное отклонение от однородного коллектора и участок можно отнести к сектору 3 коллектора согласно классификации Р.А. Нельсона. По сектору 2 отклонение более значительно, что означает, что вторичная среда оказывает влияние на проницаемость, но не несет решающей роли. Таким образом, рассматриваемые участки ВУ ОНГКМ характеризуются низкой и средней степенью трещиноватости. Трещиноватость коллектора в разработанной методологии задается в трех конфигурациях: отсутствие или низкое влияние трещин (присвоено сектору 2), среднее влияние системы трещин (сектор 1) и сильная трещиноватость.

По результатам первичной оценки применимости МУН для секторов ВУ ОНГКМ на базе разработанного инструмента наибольший потенциал принадлежит газовым методам воздействия, и в первую очередь закачке углекислого газа. Ключевые различия в результатах расчета по секторам 1 и 2 — это ограниченная применимость газовых МУН ввиду необходимости дополнительного уточнения или доизучения влияния трещиноватости. Результаты оценки для сектора 1 представлены на рис. 3.

При наличии микро- и макротрещин в среде происходит прорыв газа, который имеет большую подвижность по сравнению с пластовой нефтью. Фронт вытеснения вследствие этого теряет стабильность, газ проходит по трещинам, а нефтеизвлечение из матрицы ухудшается.

Одним из эффективных способов решения ряда проблем, возникающих при использовании смешивающегося вытеснения является водогазовое вытеснение. Водогазовое воздействие сочетает в себе все достоинства как газового, так и нефтяного вытеснения. Применение данного вида вытеснения позволяет увеличить коэффициент охвата, уменьшить количество остаточной нефти, стабилизировать фронт вытеснения и, как следствие, предотвратить преждевременные прорывы вытесняющего агента в добывающие скважины. Однако этот метод может иметь ограничения из-за низкой проницаемости матричной части пласта.

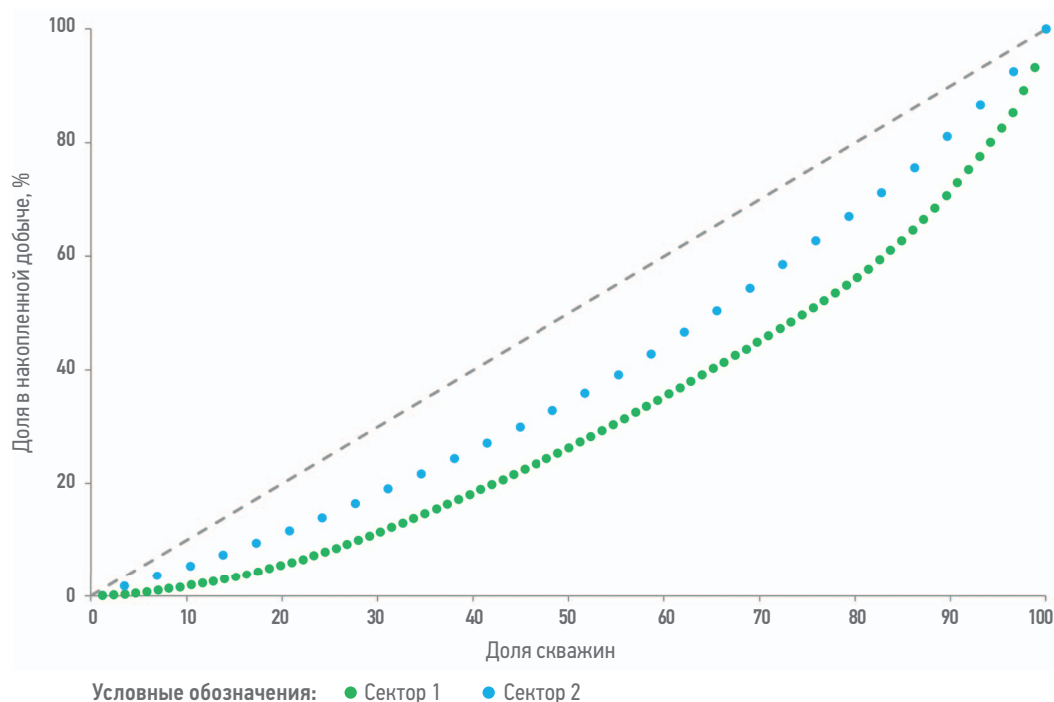


Рис. 2. Результат сравнения статистики по секторам ВУ ОНГКМ. Составлено автором
Fig. 2. Results of comparing statistics across sectors. Prepared by the author

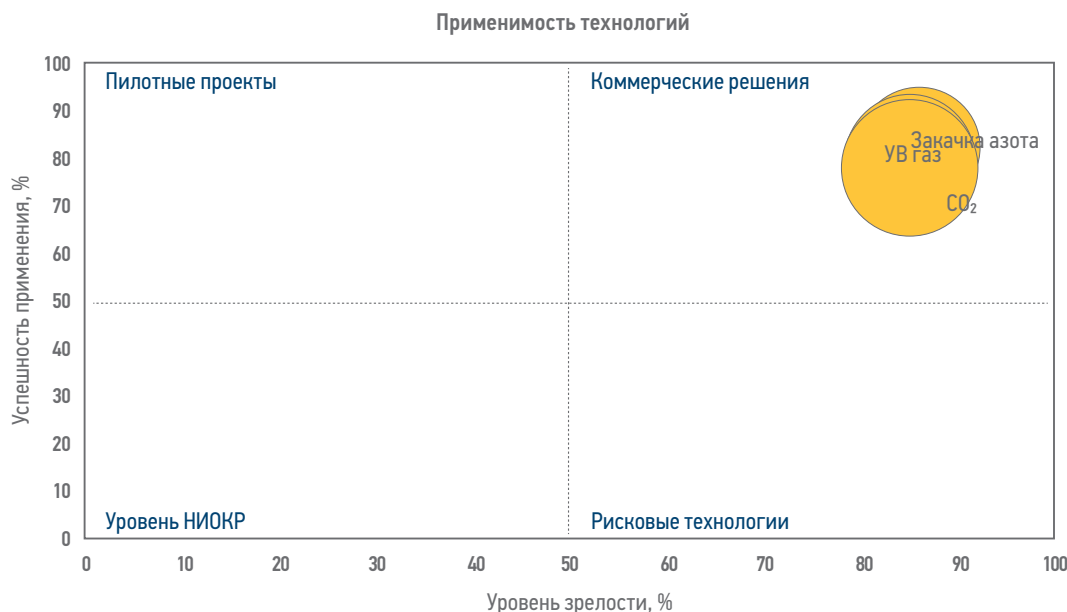


Рис. 3. Результат оценки применимости МУН для сектора 1. Составлено автором
Fig. 3. Results of evaluation for sector 1. Prepared by the author

Закачка CO_2 обеспечивает снижение вязкости нефти и смешивающееся или частично смешивающееся вытеснения нефти. Эффективность вытеснения намного выше, чем для несмешивающихся методов (например, заводнения). Кроме того, смешиваемости CO_2 с пластовой нефтью можно добиться при более низких давлениях, чем в случае использования природного газа, дымовых газов или азота. Поэтому CO_2 применим как в случае тяжелой, так и легкой нефти. Однако следует внимательно рассмотреть вопрос выпадения асфальтенов, чтобы избежать закупоривания трещин и пор пласта. Отдельно стоит отметить наличие газовой шапки в районе сектора 1, которое тоже является влияющим фактором с точки зрения успешности, однако в рамках данного исследования этот параметр принят как незначительно влияющий ввиду большой эффективной мощности нефтяной части пласта и для анализа влияния только трещиноватой части. При этом эта технология обладает высоким потенциалом по снижению издержек. Что касается проектов по закачке CO_2 в пласт, то они достаточно наиболее перспективны, причем такой интерес вызван не только высоким КИН этого метода, но и возможностью хранения CO_2 в пластах. Так, Международное энергетическое агентство выделяет три вида CO_2 — МУН нового поколения, которые не только повышают нефтеотдачу, но и оказывают позитивное влияние на экологию. Однако они требуют дополнительных мер, которые помогут обеспечить эффективное и экологичное хранение CO_2 [13].

Целесообразность закачки углекислого газа на месторождении, в том числе и для задач захоронения, подтверждена более детальными работами на этапе моделирования и лабораторных исследований [14].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методика «скрининга» позволяет в кратчайшие сроки проводить первичную оценку основных видов МУН, представленных в отрасли, для условий конкретных месторождений.

В соответствии с проведенными расчетами для выбранного месторождения наиболее подходящим и соответствующим геолого-геофизическим свойствам является набор газовых методов с наибольшей потенциальной эффективностью — закачка CO_2 .

Одним из факторов, влияющим на потенциальную эффективность закачки углекислого газа, характерным для карбонатных коллекторов, является трещиноватость коллектора, которая может привести к прорыву закачиваемого агента и снижению коэффициента охвата вытеснением.

При наличии истории разработки рекомендуется дополнительно к геофизическим методам исследования трещиноватости привлекать диагностические графики Р. Нельсона, которые позволяют косвенным образом оценить влияние системы трещин на разработку месторождения.

Список литературы

1. Мищенко И.Т., Боксерман А.А. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефть и капитал. — 2007. — С. 47–53.
2. Андрианова А.М., Мельников А.В., Нехаев С.А., Николаев И.А., Белоногов Е.В. Инструмент оценки применимости МУН. 2018664075. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2018664075. Дата публикации 17.12.2018.
3. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 1 — Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE. — August 1997. — pp. 189–193.
4. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 2 — Applications and Impact of Oil Prices // SPE. August — 1997. — pp. 199–205.
5. Guerillot D.E. EOR Screening With an Expert System // SPE 17791. — 2001. — pp. 137–147.
6. Emera M.K., Sarma H.K. A Reliable Correlation to Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO₂ Is Diluted With Other Gases // SPE 93478. — 2006. — p. 8. <https://doi.org/10.2118/93478-MS>
7. Yellig W., Metcalfe R. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (Includes Associated Paper 8876) // Journal of Petroleum Technology. 1980. — Vol. 32, issue 1. — Pp. 160–168. Paper Number SPE-7477-PA. <https://doi.org/10.2118/7477-PA>
8. Ahmed T. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure // SPE 39034. — 1997. — pp. 33.
9. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987 // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. — SpE, 1989. — pp. 10. SPE-18977-MS. <https://doi.org/10.2118/18977-MS>
10. Lu X., Sun S., Dodd R. Toward 70% Recovery Factor: Knowledge of Reservoir Characteristics and IOR/EOR Methods from Global Analogs // SPE-179586-MS. — 2016. — Pp. 16. <https://doi.org/10.2118/179586-MS>
11. Монжерин М.А. Определение параметров естественной трещиноватости карбонатных коллекторов Артинского Яруса на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовое дело. — 2017. — Т. 15, № 4. — С. 32–41. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-32-41>
12. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 1985 — p. 231.
13. Грушевенко Е.А. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Центр энергетик Московской школы управления СКОЛКОВО., — 2021. — С. 42.
14. Макасов К.И., Тимиргалеев А.И., Ильенко А.Р., Герасименко П.Н., Кызыма К.Ю., Еремеев Д.М. Разработка подхода к моделированию и тиражированию технологии закачки углекислого газа для проведения многовариантных расчетов и определения показателей эффективности на начальном этапе проектирования // Нефтяное хозяйство. — 2020. — С. 46–50. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-46-50>

References

1. Mishchenko I.T., Bokserman A.A. Potential of Modern Enhanced Oil Recovery Methods. *Oil capital*, 2007, pp. 47–53.
2. Andrianova A.M., Melnikov A.V., Nekhaev S.A., Nikolaev I.A., Belonogov E.V. EOR screening tool. Certificate of state registration of the computer program 2018664075. Date of publication 17.12.2018.
3. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited: Part 1 — Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE*, August 1997, pp. 189–193.
4. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S.: EOR Screening Criteria Revisited: Part 2 — Applications and Impact of Oil Prices. *SPE*, August 1997, pp. 199–205.
5. Guerillot D.E. EOR Screening With an Expert System. *SPE 17791*, 2001, pp. 137–147.
6. Emera M.K., Sarma H.K. A Reliable Correlation to Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO₂ Is Diluted With Other Gases. *SPE 93478*, 2006, p. 8. <https://doi.org/10.2118/93478-MS>
7. Yellig W., Metcalfe R. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (Includes Associated Paper 8876). *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, issue 1, pp. 160–168. Paper Number SPE-7477-PA. <https://doi.org/10.2118/7477-PA>
8. Ahmed T. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure. *SPE 39034*, 1997, pp. 33.
9. Brock W.R., Bryan L.A. Summary results of CO₂ EOR field tests, 1972–1987. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*. *SpE*, 1989, p. 10. SPE-18977-MS. <https://doi.org/10.2118/18977-MS>
10. Lu X., Sun S., Dodd R. Toward 70% Recovery Factor: Knowledge of Reservoir Characteristics and IOR/EOR Methods from Global Analogs. *SPE-179586-MS*, 2016, pp. 16. <https://doi.org/10.2118/179586-MS>
11. Monzherin M.A. Determination of Natural Fracture Parameters of Carbonate Reservoirs in the Artinskian Stage of the Eastern Area of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field. *Petroleum Engineering*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 32–41. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-32-41>
12. R. A. Nelson. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 1985, p. 231.
13. Grushevenko E.A. *Prospects for the Development of Tertiary EOR Methods in the World and in Russia*. Energy Centre of the Skolkovo Moscow School of Management, 2021. P. 42.
14. Maksakov K.I., Timirgaleev A.I., Il'enko A.R., Gerasimenko P.N., Kyzima K.Yu., Ereemeev D.M. Development of an Approach to Modeling and Replicating Carbon Dioxide Injection Technology for Multi-Variant Calculations and Performance Evaluation at the Initial Design Stage. *Oil Industry*, 2020, pp. 46–50. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-46-50>

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

А.В. Мельников — постановка целей и задач исследования, разработка и формализация методики оценки применимости МУН, выполнение численных экспериментов, анализ результатов, подготовка материалов к публикации.

Aleksandr V. Melnikov — defining the research aim and objectives, developing and formalizing a methodology for evaluation EOR applicability, performing numerical experiments, analyzing the results, preparing materials for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Александр Викторович Мельников — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aleksandr V. Melnikov — Head of center, Gazprom oil company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru