DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.184-201

EDN FELZKS

УДК 622.276.42

Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов: современные тенденции в России и мировой опыт

Сафаров Н.Р., Зарипов А.Т.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Using carbon dioxide for enhanced oil recovery: current trends in Russia and international practices

N.R. Safarov, A.T. Zaripov

TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

E-mail: SafarovNR@tatneft.ru

Аннотация. В условиях глобального энергетического перехода и необходимости компенсации сокращающихся запасов легкоизвлекаемой нефти методы увеличения нефтеотдачи с использованием углекислого газа (CO_2-EOR) приобретают особую значимость, сочетая экономические и экологические преимущества. Данное исследование представляет собой комплексный анализ применения этой технологии как в мировой, так и в российской практике с акцентом на выявление ключевых барьеров внедрения. В работе рассмотрены различные подходы к применению CO_2, включая закачку в газообразном, жидком и сверхкритическом состояниях, циклическую закачку (Huff & Puff), заводнение карбонизированной водой и гибридные методы. Особое внимание уделено физико-химическим механизмам воздействия CO_2 на нефтяной пласт, в частности, его способности снижать вязкость нефти, увеличивать объем за счет набухания и предотвращать осаждение асфальтенов. Сверхкритическое состояние CO_2 демонстрирует особенно высокую эффективность при работе с тяжелой и высоковязкой нефтью. Анализ отечественного опыта включает изучение пилотных проектов на ряде российских месторождений, где применение CO_2-МУН позволило успешно реанимировать бездействующие скважины и увеличить добычу на залежах с трудноизвлекаемыми запасами. Меж-

дународные кейсы, такие как проекты в Пермском бассейне и Weyburn-Midale, демонстрируют высокую эффективность интеграции CO_2-EOR с технологиями CCUS, сочетающую увеличение нефтеотдачи с долгосрочным хранением углекислого газа. Исследование выявило основные проблемы масштабирования технологии в России: коррозия оборудования, высокая капиталоемкость проектов, отсутствие транспортной инфраструктуры для CO_2 и недостаточная нормативная база. Также рассмотрены возможные направления преодоления этих барьеров через адаптацию международного опыта, развитие трубопроводных сетей и государственную поддержку. Работа подтверждает, что CO_2-EOR является не только эффективным методом увеличения нефтеотдачи, но и важным элементом стратегии декарбонизации отрасли. Успешная реализация таких проектов может стать драйвером двойной трансформации: сохранения конкурентоспособности отрасли и выполнения климатических обязательств, что особенно актуально в условиях современных энергетических вызовов.

Ключевые слова: *углекислый газ, увеличение нефтеотдачи, сверхкритический CO_2, карбонизированная вода, коэффициент извлечения нефти, CCUS*

Для цитирования: Сафаров Н.Р., Зарипов А.Т. Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов: современные тенденции в России и мировой опыт // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 184-201. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.184-201. - EDN FELZKS

Abstract. In the context of global energy transition and the necessity to resolve a problem of declining conventional oil reserves, CO_2-EOR methods are becoming critically important, as they offer a unique combination of economic viability and environmental benefits. The paper presents a comprehensive analysis of CO_2-EOR technology application both in Russia and throughout the world, with the emphasis on identification of the key barriers for its large-scale implementation. It discusses some ways of CO_2 usage, including injection of CO_2 in gaseous, liquid, and supercritical states, cyclic injection (or Huff & Puff), carbonated water flooding, and some hybrid techniques. The study focuses on the physical-chemical mechanisms of CO_2 impact on the oil reservoir: reduction of oil viscosity, increase in oil volume due to its swelling, and inhibition of asphaltene precipitation. Supercritical CO_2 exhibits particularly high efficiency in case of heavy and highly viscous oils. The review of domestic practices includes pilot projects implemented in a number of Russian oil fields, where CO_2-EOR techniques successfully revived temporarily shut-in wells and boosted production from reservoirs containing unconventional oil reserves. International case studies, including the Permian Basin and Weyburn-Midale projects, demonstrate high efficiency of integrated CO_2-EOR and CCUS approaches, which offer both enhanced oil recovery and long-term carbon dioxide storage. The study identified key barriers to a large-scale implementation of this technology in Russia: equipment corrosion, high capital intensity, lack of CO_2 transportation infrastructure, and insufficient regulatory framework. Possible ways of overcoming these barriers have been considered, including adaptation of international practices, development of pipeline networks, and enhanced state support. The study confirms that CO_2-EOR is not only an efficient enhanced

oil recovery method, but also a key element of the oil industry decarbonization strategy. Successful implementation of such projects could become a driver for dual transformation: maintaining the industry's competitiveness and meeting climate commitments, which is particularly important in the context of modern energy challenges.

Key words: *carbon dioxide, enhanced oil recovery, supercritical CO_2, carbonated water, oil recovery efficiency, CCUS*

For citation: N.R. Safarov, A.T. Zaripov Primeneniye uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi plastov: sovremennyye tendentsii v Rossii i mirovoy opyt [Using carbon dioxide for enhanced oil recovery: current trends in Russia and international practices]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 184-201. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.184-201. EDN FELZKS (in Russian)

Введение

Современный нефтегазовый сектор балансирует между двумя глобальными императивами: необходимостью компенсировать сокращение легкоизвлекаемых запасов углеводородов и обязательствами по снижению углеродного следа в рамках климатической повестки. В этом контексте методы увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием углекислого газа (CO_2-EOR) представляют собой уникальный симбиоз экономических и экологических интересов. С одной стороны, они позволяют вовлечь в разработку остаточные запасы нефти, продлевая жизненный цикл месторождений, а с другой – предлагают механизм утилизации промышленных выбросов CO_2, трансформируя их из экологического бремени в ресурс.

Мировой опыт демонстрирует, что интеграция CO_2-EOR с системами CCUS (улавливание, использование и хранение углерода) способна обеспечить рентабельность даже в условиях высоких капитальных затрат. Например, в Норвегии такие проекты, как Sleipner и Snøhvit [1], подтверждают техническую осуществимость долгосрочного хранения CO_2 в геологических формациях, а в США технологии закачки газа в пласты позволили дополнительно извлечь более 4 млрд баррелей нефти. Однако в России, несмотря на наличие отдельных пилотных проектов, масштабирование этих методов сдерживается рядом факторов. Среди них отсутствие чёткой нормативной базы для монетизации экологической выгоды, высокие удельные

затраты на улавливание CO_2 (до 75 $/т), а также высокие капитальные затраты (CAPEX) – около 800–900 млн $.

Технологические сложности контроля закачки, неопределённость геологической стабильности резервуаров и отсутствие прозрачной экономической модели делают такие проекты малопривлекательными для инвесторов. Как показывают расчёты российских компаний, даже при успешной реализации консервации затраты на тонну хранимого CO_2 не окупаются в среднесрочной перспективе, что ставит под вопрос целесообразность их внедрения без государственных субсидий или углеродных рынков.

Цель данного исследования – оценить потенциал CO_2-EOR и смежных технологий в условиях российской нефтегазовой отрасли, определить ключевые барьеры их внедрения и предложить пути оптимизации. Анализ охватывает как успешные зарубежные кейсы, так и отечественные практики с акцентом на экономические, технологические и регуляторные аспекты. Особое внимание уделено поиску баланса между экологической ответственностью и коммерческой жизнеспособностью, что критически важно для достижения целей устойчивого развития в условиях трансформации энергетических рынков.

Исследованы данные промышленных проектов, научные публикации, что обеспечивает комплексный взгляд на проблематику. Результаты работы могут служить основой для формирования стратегий декарбонизации нефтегазового сектора, учитывающих как глобальные тренды, так и специфику национальной ресурсной базы.

Методы применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов

Углекислый газ (CO_2) активно используется в нефтегазовой отрасли для увеличения нефтеотдачи пластов, сочетая технологическую эффективность с решением экологических задач.

Основные методы его применения включают закачку в газообразном или жидком состоянии, использование сверхкритической формы, насыщение воды CO_2 (карбонизированная вода), циклическую закачку (Huff & Puff), а также гибридные технологии, комбинирующие газ с другими агентами (Рис. 1). Каждый из этих подходов имеет уникальные механизмы воздействия на пласт, что определяет их преимущества и ограничения [2].

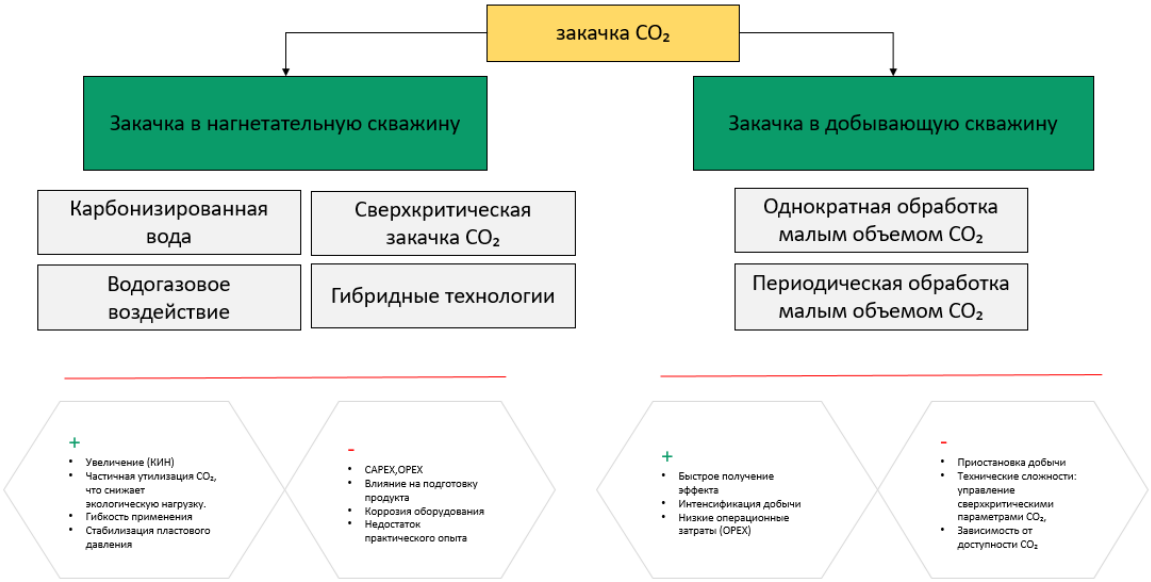

Рис. 1. Подходы к применению CO_2

Одним из наиболее распространённых методов является закачка CO_2 в газообразном или жидком состоянии. В этом случае газ растворяется в нефти, снижая её вязкость на 30–80 % и увеличивая объём за счёт набухания. Однако ключевой проблемой остаётся риск преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам, особенно в условиях неоднородного коллектора. Для минимизации этого эффекта применяется циклическая закачка, чередующая инжекцию CO_2 и воды, что стабилизирует фронт вытеснения [2]. Несмотря на относительно низкую стоимость, метод требует использования коррозионностойких материалов либо дозирования ингибиторов коррозии, поскольку CO_2 агрессивно воздействует на оборудование.

Циклическая закачка (Huff & Puff) демонстрирует высокую эффективность в реанимации бездействующих скважин и разработке залежей вязкой

нефти. Технология предполагает трёхэтапный процесс: закачку CO_2 в пласт, выдержку для насыщения нефти газом и последующую добычу [2].

Более сложным, но эффективным подходом является применение сверхкритического CO_2. При давлении выше 7,38 МПа и температуре выше 31,1 °С газ переходит в состояние, сочетающее свойства жидкости и газа, что значительно повышает его растворяющую способность. Сверхкритический CO_2, обладая уникальными растворительными свойствами, способен экстрагировать лёгкие углеводороды, снижая вязкость нефти, и одновременно растворять асфальтены, предотвращая их агрегацию и осаждение в порах пласта. Этот двойной эффект достигается за счёт изменения термобарических условий: при высоком давлении CO_2 растворяет асфальтены, а при снижении давления «вытягивает» лёгкие фракции, улучшая подвижность нефти [2]. Карбонизированная вода, насыщенная CO_2, представляет собой альтернативный метод, особенно эффективный в низкопроницаемых коллекторах. Насыщение воды газом повышает её вязкость до 1,21 мПа·с (при 20 °С) и снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью, улучшая вытеснение.

Отечественный опыт CO_2-МУН

Туймазинское месторождение

Одним из первых объектов в СССР, где была опробована технология закачки углекислого газа для увеличения нефтеотдачи, стала Александровская площадь Туймазинского месторождения. В 1965 г. начались опытно-промышленные работы, направленные на изучение влияния углекислоты на процессы вытеснения нефти. В качестве экспериментального участка был выбран ограниченный блок, включающий одну нагнетательную и три эксплуатационные скважины. Данный выбор был обусловлен высокой выработанностью запасов на участке при заводнении и его небольшими размерами, что позволяло сократить продолжительность испытаний [3, 4].

Закачка карбонизированной воды началась в 1967 г., при этом диоксид углерода вводился в пласт раздельно с водой для минимизации коррозионных процессов. Газ подавался через насосно-компрессорные трубы, тогда как вода закачивалась в затрубное пространство нагнетательной скважины. Общий объем закачки составил два поровых объема при концентрации CO_2 2,5 % для первой оторочки и 2 % для второй. В ходе испытаний зафиксировано увеличение степени охвата пласта на 30 % и рост приемистости нагнетательной скважины на 30–40 % [3, 4].

Эксперимент позволил установить, что закачка карбонизированной воды способствовала снижению обводненности добываемой продукции и увеличению нефтеотдачи. По результатам испытаний добыто дополнительно 27,3 тыс. т нефти, что привело к увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) на 15,6 % относительно базового заводнения. Удельный расход CO_2 составил 1 т на 5,8 т нефти, что вызвало дискуссии среди специалистов по поводу эффективности данного метода.

Ольховское месторождение

В 1979 г. разработана технологическая схема разработки Ольховского месторождения с применением углекислого газа, предполагающая масштабное внедрение метода на трех блоках пласта (Тл + Бб + Мл) [3, 4]. Основной концепцией являлась транспортировка CO_2 с Березниковского азотно-тукового завода по магистральному трубопроводу длиной 100 км. Предполагалось чередование закачки углекислоты с водой в соотношении 1:4, что должно было улучшить процесс вытеснения нефти.

По прогнозам, конечная нефтеотдача при реализации метода могла увеличиться на 13,3 %, а дополнительная добыча нефти должна была составить 4,545 млн т. Однако к моменту практической реализации (1989–1991 гг.) возникли технические трудности. Закачка углекислого газа была осуществлена лишь в 16 нагнетательных скважин, а общий объем подан-

ного CO_2 составил всего 1,75 % от запланированного [3, 4]. В результате полученные результаты не соответствовали ожидаемым показателям, а внедрение технологии было признано малоэффективным из-за недоинвестирования в инфраструктуру и отсутствия необходимого контроля за процессами вытеснения.

Козловское месторождение

Эксперименты с закачкой углекислого газа на данном месторождении проводились в 1980-х гг. В рамках исследования было закачано 110 тыс. т CO_2 с целью повышения нефтеотдачи. Результаты показали, что удельный эффект закачки был достаточно низким, составив всего 0,125 т нефти на 1 т углекислого газа [3, 4]. Это указывает на то, что углекислый газ не обеспечил значительного улучшения извлечения нефти на данном месторождении. Причины низкой эффективности включают неравномерное распределение углекислого газа по пластам, что затруднило процесс вытеснения нефти, а также другие технические проблемы с процессом закачки. Эти факторы ограничили успешное применение технологии на месторождении, и проект не получил дальнейшего масштабного развития.

Сергеевское месторождение

Закачка углекислого газа проведена с 1984 г. Здесь был закачан объем CO_2 в размере 73,8 тыс. т, что привело к увеличению добычи нефти. Удельный эффект составил 0,23 т нефти на 1 т углекислого газа. Этот показатель является достаточно скромным, однако проект продемонстрировал, что закачка CO_2 может быть эффективной при улучшении КИН, даже если объем закачанного газа был ограничен [3, 4]. Тем не менее ограниченные масштабы эксперимента и технические сложности не позволили признать метод максимально эффективным для долгосрочной промышленной эксплуатации. Проблемы с качественным распределением газа по пласту, а также необходимость создания более стабильной инфраструктуры для

транспортировки углекислого газа оставили этот эксперимент в пределах исследовательской стадии.

Радаевское месторождение

Проект закачки углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи реализован с 1984 г. В рамках программы закачано 787,2 тыс. т CO_2, что составляло 38,5 % от запланированного проектного объема. К 1989 г. дополнительная добыча нефти составила 218 тыс. т, а удельный эффект от закачки оценивался в 0,28 т нефти на 1 т углекислого газа [3–5].

Несмотря на положительные результаты, основными проблемами, возникшими при эксплуатации технологии, стали многочисленные разгерметизации трубопровода, используемого для транспортировки CO_2. Повторяющиеся аварии привели к невозможности продолжения работ, что вынудило операторов проекта прекратить закачку углекислоты в 1988 г. Опыт Радаевского месторождения продемонстрировал необходимость создания надежной инфраструктуры транспортировки CO_2 при масштабных проектах его закачки.

Елабужское месторождение

В 1987 г. на Елабужском месторождении стартовал проект закачки углекислого газа. В качестве источника CO_2 использовались отходы Нижнекамского нефтехимического комбината, который производил значительные объемы жидкого диоксида углерода в процессе работы. По расчетам, КИН должен был увеличиться на 8,15 %, а расход углекислого газа не должен был превышать 3 т на 1 т дополнительной добытой нефти [3, 4].

За три года эксплуатации метод применялся на трех нагнетательных скважинах, при этом общий объем закачки составил 58,3 тыс. т CO_2. Однако к 1989 г. проект был закрыт по экономическим причинам [3, 4]. Основными препятствиями для дальнейшего использования технологии стали высокая

стоимость реализации, длительный срок окупаемости и отсутствие специализированного оборудования, способного обеспечивать устойчивую работу при закачке CO_2.

Марьинское месторождение

В 2017 г. на Марьинском месторождении была реанимирована вертикальная скв. 301, которая ранее находилась в бездействии из-за невозможности добычи высоковязкой нефти (вязкость 795 мПа·с, плотность 955 кг/м³). Целевой пласт В1 турнейского яруса, представленный карбонатным коллектором с нефтенасыщенной толщиной 14,4 м, стал полигоном для первых испытаний [6]. Лабораторные исследования, проведенные «Волгоград-НИПИморнефть», подтвердили, что CO_2 снижает вязкость нефти в 11,7 раза и вызывает эффект «набухания» за счет увеличения объема легких фракций. В пласт закачали 300 т CO_2 при давлении до 12 МПа, используя изотермические автоцистерны и мобильный насосный агрегат высокого давления. После 21-дневной выдержки скважина была запущена с дебитом 11 т/сут, а за 18 мес дополнительная добыча превысила 1000 т нефти, включая 230 т за счет снижения вязкости.

Стреловское месторождение

В 2019–2020 гг. технология была апробирована на Стреловском месторождении, где пласт Б2 бобриковского горизонта содержит тяжелую нефть с вязкостью 595 мПа·с. Первая закачка 160 т CO_2 в бездействующую скважину позволила увеличить дебит с 2,1 до 11 т/сут, а дополнительная добыча составила 1800 т [6]. Вторая закачка 200 т CO_2 подняла дебит с 3,4 до 10 т/сут, обеспечив 657 т дополнительной нефти.

Воздвиженское и Аксеновское месторождения

С 2020 г. работы расширились на терригенные коллекторы бобриковского горизонта с вязкостью нефти 209–403 мПа·с. На Аксеновском месторождении закачка 202 т CO_2 при давлении 6,2 МПа дала прирост дебита

на 2,9 т/сут и дополнительную добычу 2070 т [6]. На Воздвиженском месторождении после закачки 207 т CO_2 дебит вырос на 2,1 т/сут, а добыча – на 1490 т. В 2021 г. закачка 400 т CO_2 в две скважины повысила суточную добычу до 12,4–15,2 т/сут, что принесло 2326 т дополнительной нефти.

К концу 2022 г. ООО «РИТЭК» выполнило 10 закачек CO_2, суммарный объем которых составил 1848 т. Это позволило получить более 8800 т дополнительной нефти при эффективности 3–7 т нефти на 1 т CO_2. Ключевыми элементами успеха стали использование коррозионно-стойких материалов, оптимизация глубиннонасосного оборудования и предварительная очистка призабойной зоны от АСПО растворителями.

Международный опыт CO_2-EOR и CCUS

Пермский бассейн

Permian Basin, крупнейший нефтеносный бассейн США, демонстрирует успешную интеграцию технологии CO_2-EOR (Enhanced Oil Recovery) с элементами CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage). Основным источником CO_2 для закачки служат природные подземные резервуары, такие как Jackson Dome в Миссисипи, тогда как улавливание промышленных выбросов (например, с угольных электростанций) остается на стадии пилотных проектов, таких как DAC Hub в Техасе. Закачка газа осуществляется под давлением 20 МПа (≈2900 psi), что соответствует стандартным условиям для подобных операций. Технология позволяет повысить КИН до 0,5 – 0,6, что на 10–15 % выше традиционных методов, а также утилизировать значительные объемы CO_2 – например, проект Terrell (Occidental Petroleum) обеспечивает захват до 1,2 млн т CO_2 ежегодно с перспективой достижения 3 млн т/год к 2030 г. в рамках инициатив прямого захвата из воздуха (Direct Air Capture) [7]. Эффективность процесса оценивается в 0,3 т нефти на 1 т CO_2, что подтверждается данными National Energy Technology

Laboratory (NETL), а дополнительные объемы добычи в крупных проектах, таких как Century Plant, достигают 1 млн т нефти в год. Ключевой особенностью технологии является многоцикловая закачка, при которой CO_2, извлеченный из добываемой нефти, очищается и реинжектируется, что снижает эксплуатационные затраты. Однако расширение проектов сдерживается зависимостью от природных источников CO_2 и высокой капиталоёмкостью инфраструктуры для полного цикла CCUS (захват, транспортировка, закачка) [7]. Несмотря на это, Permian Basin остается ключевым регионом для внедрения инноваций: к 2030 г. ожидается рост доли промышленного CO_2 в проектах EOR, что соответствует глобальным целям декарбонизации нефтегазовой отрасли и снижения углеродного следа.

Проект Weyburn-Midale (Канада)

Проект Weyburn-Midale, действующий с 2000 г., является крупнейшим в мире примером интеграции CO_2-EOR с геологическим хранением. CO_2 поставляется с завода Great Plains Synfuels Plant (Северная Дакота, США) через 328-километровый трубопровод и закачивается в зрелые нефтяные пласты в Саскачеване (Канада). За время реализации проекта добыто 130 млн баррелей дополнительной нефти, а к 2030 г. ожидается достижение 220 млн баррелей за счёт увеличения КИН с 28 до 34 %. Эффективность метода составляет 0,3 т нефти на 1 т CO_2, при этом 25 млн т CO_2 уже захоронено в пластах, а к концу срока проекта эта цифра достигнет 40 млн т. Проект сочетает экологические преимущества (сокращение выбросов на 33 %) с экономической выгодой, продлевая жизнь месторождения на 20 – 25 лет. Несмотря на спорные заявления об утечках в 2011 г., исследования подтвердили надёжность геологического хранения [8].

Исследование различных вариантов размещений скважин в технологиях CO_2-EOR (МУН)

Вертикальные скважины

Вертикальные скважины применяются в схемах с регулярной геометрией, таких как пятиточечная или семиточечная сетка, где нагнетательные и добывающие скважины чередуются для формирования управляемого фронта вытеснения. Например, на месторождениях Пермского бассейна (США) вертикальные скважины обеспечивают равномерное распределение CO_2 в пластах с высокой однородностью проницаемости. Такие системы эффективны в песчаниках, где требуется минимальное отклонение потока газа [9].

Горизонтальные скважины

Горизонтальные скважины значительно расширяют зону контакта с пластом, обеспечивая эффективный доступ к трудноизвлекаемым запасам нефти. Их применение в сочетании с линейными системами разработки, где нагнетательные и добывающие стволы расположены параллельно, создает стабильный фронт вытеснения. Такая конфигурация позволяет оптимизировать процесс закачки рабочих агентов и существенно снижает риск преждевременного прорыва, что особенно важно при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи [10].

Комбинированные схемы

Комбинация вертикальных и горизонтальных скважин позволяет эффективно использовать преимущества обоих типов. Например, вертикальные скважины могут применяться для закачки CO_2, а горизонтальные — для добычи нефти. Такой подход значительно повышает нефтеотдачу в трещиноватых карбонатных коллекторах.

Кольцевые схемы размещения скважин, при которых вертикальные нагнетательные скважины окружают горизонтальные добывающие, обеспечивают равномерное распределение пластового давления и снижают риски капиллярного захвата нефти. Этот метод демонстрирует высокую эффективность в оптимизации разработки месторождений.

Современные подходы

Ключевым инструментом становится 4D-сейсмика, позволяющая отслеживать динамику пласта при закачке CO_2. Метод адаптивного масштабирования корректирует модели на основе новых данных, повышая точность прогнозов [11].

Особое внимание уделяется динамической привязке скважинных данных, что улучшает интерпретацию сейсмических изменений. Эти подходы интегрируются с системами интеллектуального управления добычей, автоматически регулирующими процессы для максимальной эффективности.

Такие решения особенно важны для проектов с CO_2-EOR, где критично контролировать прорывы газа и оптимизировать охват пласта. Комплексное применение технологий существенно повышает нефтеотдачу при минимальных операционных рисках.

Заключение

Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием углекислого газа (CO_2-EOR) представляют собой стратегический инструмент, объединяющий экономические и экологические цели. Как продемонстрировал анализ международного и российского опыта, утилизация CO_2 для увеличения добычи нефти не только продлевает жизненный цикл месторождений, но и вносит вклад в декарбонизацию промышленности. Глобальные проекты, такие как канадский Weyburn-Midale и американский Permian Basin, доказали, что интеграция CO_2-EOR с системами CCUS (улавливание, использование и хранение углерода) создаёт устойчивую модель, где экологические императивы сочетаются с рентабельностью.

В России, несмотря на ограниченное внедрение, пилотные инициативы в Самарской области, Башкортостане и Пермском крае подтвердили потенциал технологии.

Основные барьеры для масштабирования CO_2-EOR в России – геологическая неоднородность, высокая стоимость инфраструктуры (до $800 млн на проект) и дефицит стимулов для утилизации CO_2 – требуют системных решений. Среди них:

– адаптация зарубежных практик: внедрение гибридных схем с использованием интеллектуальных скважин и адаптивных сеток;

– инфраструктурное развитие: создание трубопроводных сетей для транспортировки CO_2, аналогичных норвежским проектам Sleipner;

– государственная поддержка: введение углеродных квот, налоговых льгот и субсидий для компенсации капитальных затрат.

Перспективным направлением является научная проработка применения CO_2-EOR для специфических условий России. Лабораторные эксперименты и цифровое моделирование позволят оптимизировать параметры закачки и минимизировать риски прорыва газа..

Таким образом, CO_2-EOR – это не только метод увеличения нефтеотдачи, но и важный шаг к низкоуглеродному будущему. Для России его внедрение может стать драйвером двойной трансформации: сохранение конкурентоспособности нефтегазового сектора и выполнение климатических обязательств. Успех зависит от синергии технологических инноваций, регуляторных реформ и международного сотрудничества, что позволит превратить углекислый газ из экологической угрозы в ресурс для устойчивого развития.

Список литературы

1. Янушкевич К. Норвегия начала строить подводную «Ладью» для хранения углекислого газа. – Текст: электронный // РБК Тренды: сайт. – 2021. – URL: https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947cca696ad52 (дата обращения: 28.07.2025).
2. Планирование и определение эффективности малообъемных закачек углекислого газа как этап по переходу к крупным проектам повышения нефтеотдачи / М.Н. Коростелев [и др.]. – Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19, № 4. – 15 с. – URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/38_2024.html (дата обращения: 28.07.2025).
3. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209.
4. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 4. – С. 373-387.
5. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов. – Текст: электронный // Вестник Евразийской науки: сетевое издание. – 2018. – Т. 10, № 5. – 10 с. – https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf (дата обращения: 28.07.2025).
6. Реализация технологии закачки CO2 Huff & Puff как метода интенсификации добычи высоковязкой нефти / В.И. Дарищев [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № 3. – С. 18 - 22.
7. Singh U., Dunn J.B. Shale Gas Decarbonization in the Permian Basin: Is It Possible? // ACS Engineering Au. – 2022. – Vol. 2, Iss. 3. – P. 248-256. – DOI: https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.2c00001.
8. IEA GHG Weyburn-Midale CO2 monitoring and storage project–moving forward with the Final Phase / C. Preston [et al.] // Energy Procedia. – 2009. – Vol. 1, Iss. 1. – P. 1743-1750. – DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.228.
9. Practical Aspects of CO_2 Flooding / P.M. Jarrell [et al.]. – Richardson: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2002. – 220 p. – DOI: https://doi.org/10.2118/9781555630966.
10. Rajkumar P., Pranesh V., Kesavakumar R. Influence of CO2 retention mechanism storage in Alberta tight oil and gas reservoirs at Western Canadian Sedimentary Basin, Canada: hysteresis modeling and appraisal // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – Vol. 11. – P. 327-345.
11. Implementing adaptive scaling and dynamic well-tie for quantitative 4-D seismic evaluation of a reservoir subjected to CO2 enhanced oil recovery and associated storage / O. Salako [et al.] // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2018. – Vol. 78. – P. 306-326. – DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.08.015.

References

1. Yanushkevich K. Norvegiya nachala stroit' podvodnuyu «Lad'yu» dlya hraneniya uglekislogo gaza [Norway started building an underwater Longship facility for CO2 storage]. Available at: https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947cca696ad52 (in Russian)
2. Korostelev M.N. et al. Planirovanie i opredelenie effektivnosti maloob"emnyh zaka-chek uglekislogo gaza kak etap po perekhodu k krupnym proektam povysheniya nefteotdachi [Planning and determining the efficiency of low-volume carbon dioxide injections as a step

to transition to large-scale enhanced oil recovery projects]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika - Oil and Gas Geology. Theory and Practice,* 2024, Vol.19, No. 4, p. 15. Available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/38_2024.html (in Russian)
3. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Opyt primeneniya uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi plastov [Experience of carbon dioxide usage for enhanced oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya - Advances in Modern Natural Sciences*, 2016, No. 3, pp. 205-209. (in Russian)
4. Kalinin S.A., Morozyuk O.A. Razrabotka mestorozhdenij vysokovyazkoj nefti v karbonatnyh kollektorah s ispol'zovaniem dioksida ugleroda. Analiz mirovogo opyta [Production of high viscosity oil from carbonate reservoirs using carbon dioxide. Global experience analysis]. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo - Bulletin of PNIPU. Geology. Petroleum Engineering and Mining*, 2019, Vol.19, No.4, pp. 373-387. (in Russian)
5. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Primenenie uglekislogo gaza v processah povysheniya nefteotdachi plastov [Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery]. *Vestnik Evrazijskoj nauki - Bulletin of Eurasian Science*, 2018, Vol. 10, No. 5, p.10 Available at: https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf (in Russian)
6. Darishchev V.I. et al. Realizaciya tekhnologii zakachki SO2 Huff & Puff kak metoda intensifikacii dobychi vysokovyazkoj nefti [Implementation of CO2 injection technology Huff & Puff as a method of intensifying the production of high-viscosity oil]. *Bureniye i neft - Drilling and Oil*, 2023, No. 3, pp. 18-22. (in Russian)
7. Singh U., Dunn J.B. Shale Gas Decarbonization in the Permian Basin: Is It Possible? // ACS Engineering Au. 2022, Vol. 2, Iss. 3, pp. 248-256. Available at: https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.2c00001.
8. IEA GHG Weyburn-Midale CO2 monitoring and storage project–moving forward with the Final Phase / C. Preston [et al.] // Energy Procedia. 2009, Vol. 1, Iss. 1, pp. 1743-1750. Available at: 10.1016/j.egypro.2009.01.228.
9. *Aspects of CO_2 Flooding* / P.M. Jarrell [et al.]. *Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers*. 220 p. Available at: https://doi.org/10.2118/9781555630966.
10. Rajkumar P., Pranesh V., Kesavakumar R. Influence of CO2 retention mechanism storage in Alberta tight oil and gas reservoirs at Western Canadian Sedimentary Basin, Canada: hysteresis modeling and appraisal // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – Vol. 11. – P. 327-345.
11. Implementing adaptive scaling and dynamic well-tie for quantitative 4-D seismic evaluation of a reservoir subjected to CO2 enhanced oil recovery and associated storage / O. Salako [et al.] // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2018, Vol. 78, pp. 306-326. Available at: https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.08.015.

Сведения об авторах

Сафаров Наиль Рафаильевич, инженер отдела петрофизического обеспечения и интерпретации данных ГИС, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423451, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: SafarovNR@tatneft.ru

Зарипов Азат Тимерьянович, доктор технических наук, первый заместитель директора, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 426462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
E-mail: zat@tatnipi.ru

Authors

N.R. Safarov, Engineer, Geophysical Study and Log Data Interpretation Department, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
88, Telman St., Almetyevsk, 423451, Russian Federation
E-mail: SafarovNR@tatneft.ru

A.T. Zaripov, DSc (Engineering), First Deputy Director, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
186a, Sovetskaya St., Almetyevsk, 426462, Russian Federation
E-mail: zat@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 31.08.2025
Принята к публикации 15.12.2025
Опубликована 30.12.2025