

Оптимизация жизненного цикла попутного нефтяного газа с учетом климатических метрик: экономико-технологическое исследование

Саттарова Р.Ф., Терегулова Г.Р., Болдырев Е.С.
Филиал ООО «РН-Гир» в городе Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия
sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Декарбонизация является одним из ключевых вызовов для глобальной энергетики. Многолетнее увеличение выбросов парниковых газов и вызванное им глобальное потепление формируют растущую обеспокоенность за перспективы планеты. В ответ на этот вызов энергетические корпорации во всем мире интегрируют принципы декарбонизации в свою систему менеджмента и устанавливают целевые ориентиры по достижению нулевого углеродного следа.

Формирование плана по снижению выбросов представляет собой многоэтапную задачу с уникальной спецификой для каждого предприятия. Ее содержание определяется составом производственных мощностей, используемыми технологическими процессами, структурой капиталовложений, а также нормами национального законодательства.

Эффективность этого перехода напрямую зависит от государственных механизмов стимулирования и трансграничной кооперации. Совместные усилия должны быть сосредоточены на создании прототипов и внедрении технологий с низким уровнем выбросов, а также на формировании благоприятного инвестиционного климата для развития альтернативной энергетики. Кроме того, стоит отметить, что важным направлением в борьбе с изменением климата является развитие технологий по улавливанию и хранению углекислого газа. Эти технологии могут сыграть важную роль в снижении углеродных выбросов от промышленных предприятий и теплоэнергетических установок.

Для российского нефтегазового сектора, характеризующегося высокой долей выбросов парниковых газов, разработка эффективных механизмов снижения углеродного следа приобретает стратегическое значение. В статье рассмотрены различные пути снижения выбросов парниковых газов, как с точки зрения технологии, так и с точки зрения экономики. Результаты исследований могут быть использованы при разработке корпоративных стратегий декарбонизации, а также при формировании государственной политики в области климатического регулирования и налогового стимулирования низкоуглеродных технологий.

Материалы и методы

ПНГ рассматривается как ценный ресурс для нефтегазового сектора, а также как источник негативного воздействия на окружающую среду при факельном сжигании. Исследование охватывает технологические цепочки сбора, подготовки, транспортировки и утилизации ПНГ, применен многофакторный экономический анализ.

Ключевые слова

углеродный след, парниковые газы, попутный нефтяной газ, декарбонизация, применение CO₂, штрафы за сжигание газа, подземные хранилища газа, углеродная нейтральность

Для цитирования

Саттарова Р.Ф., Терегулова Г.Р., Болдырев Е.С. Оптимизация жизненного цикла попутного нефтяного газа с учетом климатических метрик: экономико-технологическое исследование // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 118–124. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-118-124

Поступила в редакцию: 04.09.2026

ECOLOGY

UDC 622.276.5 | Original Paper

Optimizing the life cycle of associated petroleum gas, taking into account climate metrics: an economic and technological study

Sattarova R.F., Teregulova G.R., Boldyrev E.S.
Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia
sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Decarbonization is one of the key challenges for global energy. The long-term increase in greenhouse gas emissions and the resulting global warming are causing growing concern about the planet's future. In response to this challenge, energy corporations around the world are integrating decarbonization principles into their management systems and setting targets to achieve a zero carbon footprint.

Developing a plan to reduce emissions is a multi-stage task with unique specifics for each enterprise. Its content is determined by the composition of production capacities, the technological processes used, the structure of capital investments, as well as the norms of national legislation.

The effectiveness of this transition directly depends on government incentive mechanisms and cross-border cooperation. Joint efforts should be focused on creating prototypes and implementing low-emission technologies, as well as on creating a favorable investment climate for the development of alternative energy. In addition, it is worth noting that an important area in the fight against climate change is the development of technologies for capturing and storing carbon dioxide. These technologies can play a significant role in reducing carbon emissions from industrial enterprises and thermal power plants.

For the Russian oil and gas sector, which emits a high proportion of greenhouse gases, developing effective mechanisms to reduce its carbon footprint is of strategic importance. This article examines various ways to reduce greenhouse gas emissions from both a technological and economic perspective. For the first time, a quantitative comparative analysis of two alternative approaches to associated gas decarbonization in the Russian institutional environment is conducted, taking into account the distribution of benefits between subsoil users and the state. The research results can be used in developing corporate decarbonization strategies, as well as in shaping public policy on climate regulation and tax incentives for low-carbon technologies.

Materials and methods

PGS is considered a valuable resource for the oil and gas sector, as well as a source of negative environmental impact when flared. The study covers the technological chains of PGS collection, preparation, transportation, and disposal, and employs a multifactorial economic analysis.

For citation

Sattarova R.F., Teregulova G.R., Boldyrev E.S. Optimizing the life cycle of associated petroleum gas, taking into account climate metrics: an economic and technological study. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 118–124. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-118-124

Received: 04.09.2026

Keywords

carbon footprint, greenhouse gases, associated petroleum gas (APG), decarbonization, CO₂ use, gas flaring penalties, underground gas storage, carbon neutrality

Введение

На текущий момент вопросы экологии играют важнейшую роль как в структуре формирования долгосрочной стратегии развития государств, так и передовых Компаний. Сегодня декарбонизация — это не только средство для решения экологических и климатических задач, но и способ обеспечить дифференциацию своей продукции и конкурентоспособность в глобальном масштабе.

Проблематика глобального изменения климата вышла на международный уровень во второй половине прошлого века. Впоследствии мировое сообщество инициировало принятие ряда межправительственных актов, регламентирующих совместные действия по стабилизации экологической обстановки. В перечень актуальных стратегических инициатив в данной сфере входит Парижское соглашение 2015 года, принятое под эгидой Рамочной конвенции ООН. Оно, среди прочего, координирует усилия по сокращению объемов углекислого газа в атмосфере.

В 2019 году статус участницы данного соглашения получила и Российская Федерация, подтвердив тем самым намерение следовать его целевым ориентирам. Российский нефтегазовый сектор стоит на пороге интеграции глобальных стандартов устойчивого развития. Синхронизация усилий компаний, профильных ведомств и общества создает окно возможностей для ускоренной модернизации производств. Масштаб российской ресурсной базы позволяет не просто достичь углеродной нейтральности, но и стать поставщиком технологий для других стран [1].

Регулирование выбросов парниковых газов в России

Регулирование выбросов парниковых газов (ПГ) в РФ находится на начальном этапе развития, нет правил ценообразования на CO₂, отсутствуют стандарты интенсивности выбросов ПГ. Россия входит в топ 5 стран по выбросам ПГ за 2025 год (рис. 1).

Большая часть выбросов генерируется вследствие сжигания топлива. Основная доля 58 % приходится на топливно-энергетический комплекс (рис. 2) [3].

В этих условиях актуальным является поиск эффективных механизмов снижения выбросов CO₂ при обращении с ПНГ.

В 2021 году в России вышел федеральный закон об ограничении выбросов, и в том же году Российская Федерация утвердила стратегию социально-экономического развития. Данная стратегия определяет меры по обеспечению к 2030 году сокращения выбросов парниковых газов. Пути решения экологической проблемы лежат в плоскостях экономической, технологической и инновационной сферах.

Стоит отметить, что на сегодняшний день существуют определенные способы, которые могут снизить выбросы в РФ [3]. Это такие меры, как:

- увеличение объемов утилизации попутного нефтяного газа;

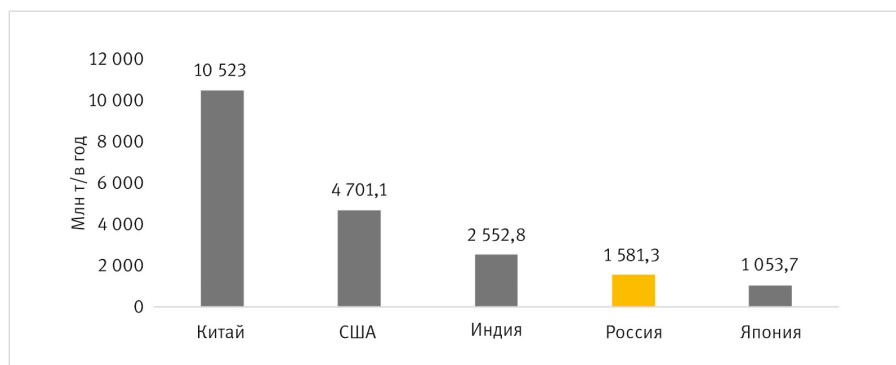


Рис. 1. Рейтинг стран по выбросам CO₂ в атмосферу
Fig. 1. Ranking of countries by CO₂ emissions into the atmosphere

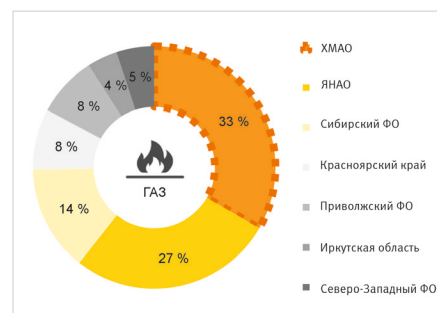


Рис. 3. Доля сжигания газа в России по округам [4]
Fig. 3. Share of gas combustion in Russia by region [4]

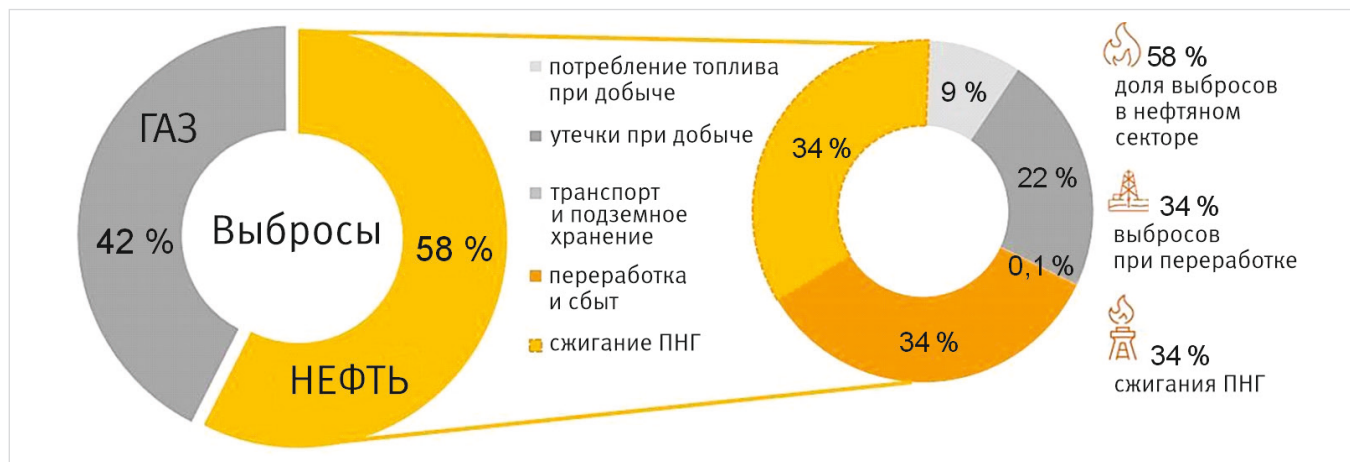


Рис. 2. Текущая ситуация с выбросами в топливно-энергетическом комплексе
Fig. 2. The current situation regarding emissions in the fuel and energy sector



Рис. 4. Классификация штрафных санкций
Fig. 4. Classification of punitive sanctions

Табл. 1. Экономическая оценка введения штрафных санкций за выбросы CO₂
Tab. 1. Economic assessment of introducing penalty sanctions for CO₂ emissions

Показатели	Ед. изм.	Без штрафных санкций	Штраф — 11 долл./т CO ₂	Штраф — 56 долл./т CO ₂	Штраф — 90 долл./т CO ₂
Производственные показатели					
Ввод новых скважин	у.е.		4 697		
Количество ГТМ на доп. добычу			10 427		
Добыча нефти			254		
Добыча ПНГ			32		
Объем сжигания ПНГ			2		
Объем продаж газа прочим потребителям			15		
Структура выручки (номинальные цены)					
Выручка от реализации	у.е.		9 832		
Нефтегазовые налоги			5 825		
Операционные затраты			851		
Прочие налоги и выплаты			281		
Внереализационные расходы			18		
EBITDA			2 876		
Налог на прибыль			198		
Капитальные вложения (без НДС)			1 915		
Штрафы		-	4	26	42
Чистый денежный поток	723	717	685	662	
Показатели эффективности					
Дисконтированный доход Государства	у.е.	2 070	2 073	2 092	2 105
Дисконтированный поток наличности (NPV)		199	197	186	178

- введение штрафа за выбросы CO₂;
 - разработка и внедрение технологий улавливания, захоронения и дальнейшего использования углекислого газа;
 - создание соответствующей инфраструктуры, обеспечивающей снижение выбросов;
 - применение энергоэффективных технологий, позволяющих снизить выбросы за счет оптимизации производственных процессов и модернизации оборудования.
- В данной статье авторами предложены два основных подхода сокращения выбросов CO₂:
- стимулирование через штрафы и налоговые платежи на сжигание газа;
 - улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR).

Выплаты штрафных санкций на сжигание газа

Многие страны, присоединившиеся к Парижскому соглашению, либо уже создали системы торговли выбросами CO₂ (или приняли другие способы установления цены на CO₂), либо планируют сделать это в ближайшем будущем.

Рассмотрим первый подход снижения выбросов парниковых газов в России, а именно, выплата штрафных санкций на сжигание газа. Наибольшая доля сжигания газа в России приходится на Ханты-Мансийский автономный округ — 33 % (рис. 3) [4].

Для исследования выбрано типовое месторождение Западной Сибири, характеризующееся значительными объемами сжигания ПНГ.

Изучив мировой опыт [5], авторами были распределены штрафные санкции на 3 группы (рис. 4):

1. 11 долл./т CO₂ — средневзвешенная цена в системах торговли выбросами Азиатско-Тихоокеанского региона (по опыту азиатских);
2. 56 долл./т CO₂ — средняя цена в Европейской системе торговли выбросами (по опыту европейских стран)
3. 90 долл./т CO₂ — некий прогнозный сценарий для России. Данная величина используется как стресс-сценарий для оценки рисков и возможностей декарбонизации, соответствует методологии надзорных стресс-тестов Банка международных расчетов (BIS). В мире пока нет единого штрафа такого размера, но когда мировые регуляторы всерьез возьмутся за экспортеров с высоким углеродным следом, цена может взлететь мгновенно. Моделирование последствий такого штрафа позволяет понять, какие меры необходимо принять уже сегодня, чтобы подготовиться к возможному ужесточению экологического законодательства в будущем.

Результаты расчета влияния штрафных санкций на эффективность месторождения Западной Сибири представлены в таблице 1.

Введение штрафных санкций приводит к снижению NPV проекта на 1–10 % в зависимости от уровня штрафа. При максимальной ставке (90 долл./т CO₂) снижение составляет 21 у.е. (10,6 % от базового уровня). При этом сокращения выбросов не происходит, поскольку отсутствуют технологические изменения. Кроме того, штрафные санкции не рентабельны для крупных

нефтегазовых компаний. Поэтому вопрос декарбонизации необходимо рассматривать не только с экономической точки зрения, но и с технологической.

Улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR)

Авторами рассмотрен еще один подход решения экологической проблемы — это улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR) [6, 7]. Этот подход одновременно становится еще и драйвером технологического развития нефтегазовой отрасли.

Технология CCS-EOR имеет три этапа: первый этап — улавливание, второй — подготовка, третий — закачка в пласт, т.е. его утилизация (рис. 5).

Первый этап технологии предполагает сбор и очистку промышленного CO₂, образованного на электростанциях, заводах и нефтеперерабатывающих комплексах. Следующий этап — доставка захваченного CO₂ до местоположения нефтяного месторождения. Обычно CO₂ доставляется в сжиженном виде для минимизации потерь и удобства транспортировки. При транспортировке важно поддерживать высокое качество транспортабельности газа, исключив риск потерь и загрязняющих эффектов.

Третий этап данной технологии — это утилизация CO₂, т.е. закачка его в пласт. Газ закачивается под высоким давлением в продуктивную зону нефтяного пласта. Основная задача — достичь равномерного проникновения CO₂ по всей толщине пласта, что обеспечит максимальное взаимодействие с остаточной нефтью:

1. растворяет тяжелые фракции нефти, делая ее менее вязкой и подвижнее;
2. формирует дополнительное давление в пласте, которое способствует притоку нефти к скважинам;
3. создает пузырьковую структуру, увеличивающую объемы фильтрующейся нефти.

Известны различные технологии закачки CO₂.

Например, закачка карбонизированной воды. По сути, представляет собой в техническом плане наиболее легко реализуемую технологию. Закачивается частично (до 3–5 %) либо полностью насыщенная CO₂ вода. Применение данной технологии увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10–15 %, в том числе для месторождений, где ранее

система ППД была организована с применением воды [8].

При применении CO₂ в качестве агента закачки происходит уменьшение вязкости нефти, увеличивается ее объем, происходит снижение поверхностного натяжения на границе нефть-вода.

Использование карбонизированной воды обладает важным достоинством: для реализации процесса требуется относительно невысокий объем CO₂ в сравнении с прочими методами воздействия.

Недостатком технологии является отставание фронта концентрации углекислого газа от основного фронта вытеснения. Скорость



Рис. 5. Технология улавливания CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения КИН

Fig. 5. Technology for capturing CO₂ and injecting it into the reservoir to increase the oil recovery factor

Табл. 2. Критерии применимости водогазового воздействия

Tab. 2. Criteria for the applicability of water gas treatment

Параметр	Критерии применимости
Глубина залегания пласта, м	1 500–2 000
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление, МПа	Более 15–18
Толщина пласта, м	15–20
Давление насыщения, МПа	Ниже начального пластового на 25–30 % и более
Насыщенность нефти растворенным газом	Недонасыщенна
Проницаемость, мкм ²	0,1–0,8
Пластовая температура, °C	Более 50
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Менее 10
Содержание асфальто-смолистых веществ, %	До 10–15

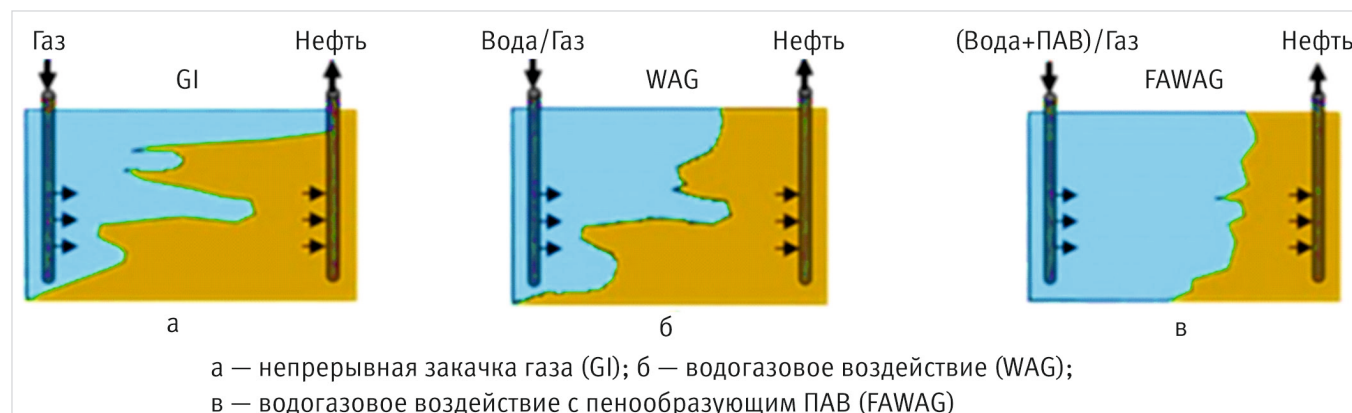


Рис. 6. Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях повышения нефтеотдачи — CO₂

Fig. 6. Diagram of the oil displacement profile for various PN – CO₂ technologies

Табл.3. Критерии применимости закачки CO₂
Tab.3. Criteria for the applicability of CO₂ injection

Показатель	Рекомендованные значения
Состав нефти	Высокий процент фракций C5+ – C12, отсутствие проблем с АСПО
Вязкость нефти, сПз	< 10
Плотность, т/м ³	0,806–0,922
Глубина (м), если плотность (т/м ³) < 0,825	> 750
0,825–0,865	> 850
0,866–0,887	> 1 000
0,888–0,922	> 1 200
> 0,922	Несмешивающийся режим
0,922–0,979	> 550 м — несмешивающийся режим
Коэффициент текущей нефтенасыщенности, д.е.	> 0,2
Эффективная н/н толщина, м	< 25
Проницаемость, мД	Не критично
Температура, ОС	Не критично
Давление, атм	> 80
Тип коллектора	Терригенный/карбонатный, однородный коллектор
Расчлененность	Не критично
Наличие трещин ГРП	Не рекомендуется

Табл. 4. Экономическая оценка технологии улавливания и хранения углекислого газа (CCS) с методами увеличения нефтеотдачи (EOR) за счет закачки CO₂ в пласт
Tab. 4. Economic assessment of CCS EOR (Carbon Capture and Storage — Enhanced Oil Recovery)

Показатели	Ед. изм.	Без штрафов и технологии CCS-EOR	Технология CCS-EOR
Производственные показатели			
Ввод новых скважин	у.е.	4 697	4 697
Количество ГТМ на доп. добычу		10 427	10 442
Добыча нефти		254	286
Выбросы CO ₂		38	38
Улавливание CO ₂		–	14
Утилизация CO ₂		–	14
Структура выручки (номинальные цены)			
Выручка от реализации	у.е.	9 832	14 800
Нефтегазовые налоги		5 825	8 845
Операционные затраты		851	1 351
Прочие налоги и выплаты		281	281
Внереализационные расходы		18	18
EBITDA		2 876	4 323
Налог на прибыль		198	1 080
Капитальные вложения (без НДС)		1 915	3 962
Чистый денежный поток		723	- 719
Показатели эффективности			
Дисконтированный доход Государства	у.е.	2 070	12 451
Дисконтированный поток наличности (NPV)		199	-877

этого процесса зависит от растворимости CO₂ в воде и нефти, а также от давления и температуры в условиях залегания пласта. Это приводит к значительному увеличению времени, необходимого для проявления технологического эффекта [9].

Отечественный практика применения закачки карбонизированной воды включает опыты, проведенные на Александровской площади Туймазинского месторождения (Республика Башкортостан) в 1967 году. Эксперимент включал закачку карбонизированной воды в двух добывающих скважинах, при этом дополнительная добыча составила 27,3 у.е., рост КИН на 15,6 %. Кроме того, зафиксированы следующие положительные изменения: снижение доли воды в добываемой продукции, увеличение степени охвата пласта по толщине на 30 %, а также увеличению приемистости нагнетательных скважин до 40 % [9].

Ранее было описано, что при использовании карбонизированной воды отмечается отставание области концентрации CO₂ от фронта вытеснения. Этот негативный эффект можно преодолеть, если закачивать в пласт чистый углекислый газ в виде оторочки, а затем нагнетать чистую или карбонизированную воду. Существуют два возможных подхода в реализации данной технологии: в жидком или газообразном состоянии.

Однако, использование жидкого CO₂ имеет свои ограничения, прежде всего его критическая температура. Исследования по оценке эффективности использования CO₂-воздействия, проведенные в лабораториях, показали, что он является самым эффективным рабочим агентом.

Наибольшее распространение в отрасли получила технология нагнетания газообразного CO₂. При совместном движении с водой он образует свободную газовую «пробку» с четкими краями: большая часть газа скапливается прямо перед водяным фронтом, а за его границы уходит лишь малая фракция. Поскольку при перемещении эта газовая оторочка постоянно насыщает воду углекислым газом, ее суммарный объем неизбежно сокращается. В данном случае также образуется барьер, сформированный из карбонизированной воды, насыщенной CO₂ [8].

Применение этой технологии имеет ограничения для пластов с большой вертикальной проницаемостью из-за того, что существует сильная зависимость между условиями гравитационного распределения и вытеснением нефти с применением газообразных оторочек CO₂.

Суть водогазового воздействия заключается в комбинации высокого коэффициента вытеснения газа и широкого охвата пласта водой. Методика достаточно вариативна: ее можно внедрять как на единичных скважинах, так и задействовать во всей инфраструктуре поддержания пластового давления (ППД) месторождения.

Однако технология имеет свои ограничения по геолого-техническим параметрам нефтяных пластов. Главные критерии, при которых использование водогазового воздействия будет эффективным, указаны в таблице 2.

Как уже ранее было сказано, важнейшей проблемой при использовании углекислого газа в качестве рабочего агента в системах ППД является возможный прорыв газа к забоям добывающих скважин. Для предотвращения этой угрозы или для снижения вероятности ее появления можно использовать

Табл. 5. Анализ рассматриваемых путей сокращения выбросов CO₂
 Tab. 5. Analysis of the considered ways to reduce CO₂ emissions

Наименование	Выплата штрафных санкций	Технология CCS-EOR
Преимущества	1. Отсутствие капитальных затрат в части промышленного строительства	1. Прогнозируемое увеличение добычи нефти при закачке CO ₂ в пласт; 2. Сокращение выбросов CO ₂ ;
Недостатки	1. Выплаты за выбросы парниковых газов;	1. Дополнительные капитальные затраты для промышленного строительства.

различные химические реагенты, например, ПАВ, способствующие образованию стабильных пен с более высокими значениями вязкости [10].

Следует отметить, что при условии применения ПАВ вместе с водогазовым воздействием позволяет получить наиболее устойчивый профиль вытеснения и предотвратить преждевременные прорывы и образование языков повышенной вязкости (рис. 6).

Еще одним возможным вариантом воздействия на пласт при помощи газа является закачка CO₂ непосредственно в добывающую скважину, которая затем останавливается на какое-то время, чтобы призабойная зона пропиталась и только потом запускается под добычу нефти. Эта технология носит название газоциклической закачки (Huff-N-Puff process). Технология включает три этапа: закачка CO₂, выдержка скважины, перевод под добычу.

Преимуществом в данном случае является то, что можно очень серьезно снизить капитальные вложения на обустройство, необходимое для организации технологического процесса, например, специальных нагнетательных скважин. Еще одним важным моментом является то, что можно обеспечить доставку сжиженного CO₂ при помощи автотранспорта, т.к. в этом случае не требуется строительство трубопровода. Кроме того, в данной ситуации очень важным является наличие дорожной сети, связывающий источник сжиженного CO₂ и месторождение. А расстояние автовывоза должно быть разумным, оставляя возможность для получения экономического эффекта от организации технологии. Одним из возможных вариантов применения данной технологии является тестирование в принципе применимости закачки CO₂ на месторождении [7, 8].

Диоксид углерода превосходит другие рабочие агенты благодаря рекордно низким порогам критического давления и температуры. Отличительной особенностью технологии является способность CO₂ достигать сверхкритического состояния прямо в пласте, что недоступно для других распространенных агентов, которые остаются ограничены рамками классических агрегатных состояний.

Эксплуатационные риски при работе с данным газом минимальны, поскольку он лишен пожаро- и взрывоопасности, а его токсичность пренебрежимо мала.

В таблице 3 представлены критерии применимости закачки CO₂ согласно Методическим указаниям ПАО «НК «Роснефть» [10].

Резюмируя вышеизложенное, можно сказать, что применение CO₂ предусматривает выполнение ряда условий.

В России технология CCS-EOR находится на этапе изучения и пилотных проектов, активно исследуется на месторождениях

Ханты-Мансийского автономного округа и Тюменской области [8]. Перспективы ее развития весьма привлекательны как с точки зрения сохранения окружающей среды, так и с позиции обеспечения энергетической независимости страны, но это большие капитальные вложения для недропользователей, а также риски возникновения убытков. Результаты расчета эффективности технологии CCS-EOR представлены в таблице 4.

Из таблицы 4 видно, что технология CCS-EOR обеспечивает:

1. Прирост добычи нефти на 12 % (32 у. е.) от базового уровня;
2. Сокращение выбросов CO₂ на 14 у. е. (37 % от общего объема);
3. Рост выручки на 51 %.

Однако данная технология достаточно капиталоемкая. Операционные затраты выросли на 59 % в связи с тем, что увеличились энергопотребление установок улавливания, обслуживание инфраструктуры и их мониторинг. Капитальные вложения увеличились в 2 раза из-за необходимости строительства установок улавливания CO₂, оборудования закачки. В результате чистая приведенная стоимость для недропользователя стала отрицательной (-877 у.е.), что делает проект нерентабельным без государственной поддержки. При этом дисконтированный доход государства возрос с 2 070 до 12 451 у. е. (в 6 раз) за счет увеличения налоговых поступлений от дополнительной добычи в 32 у.е. и расширения налогооблагаемой базы.

Таким образом, проведенный анализ позволяет выявить принципиальные различия между рассмотренными подходами (табл. 5).

Проведенный анализ позволяет сделать выводы о том, что вложение в технологию улавливания CO₂ требует больших затрат вначале, однако позволяет превратить экологические расходы в дополнительную прибыль по сравнению со штрафными санкциями.

Итоги

Таким образом, в рамках проведенного исследования авторами были рассмотрены два ключевых подхода к декарбонизации в России: внедрение штрафных санкций за выбросы парниковых газов и применение технологий улавливания и закачки CO₂ в пласт с целью увеличения добычи нефти.

Проведенный анализ показал, что Россия обладает существенным резервом для снижения выбросов парниковых газов за счет внедрения как экономических, так и технологических инструментов. Введение штрафных санкций за выбросы CO₂ при сжигании ПНГ может рассматриваться больше, как фискальная мера. В то время, как рассмотренная технология CCS-EOR позволило снизить количество выбросов CO₂ на 14 у.е., а прирост добычи нефти при этом составил «плюс» 32 у.е.

Однако двукратный рост капитальных затрат и отрицательное значение NPV для недропользователя делают невозможным ее широкое внедрение без государственной поддержки.

Выводы

В целом, декарбонизация в России — это не только вызов, но и стратегический вектор развития, способный обеспечить устойчивый экономический рост, укрепить энергетическую безопасность и повысить качество жизни населения в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Новак А. Декарбонизация отраслей ТЭК: решение климатических задач без ущерба для энергобезопасности // Энергетическая политика. URL: <https://energy-policy.ru/dekarbonizaciya-otraslej-tek-reshenie-klimaticheskikh-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/07/12/> (дата обращения: 17.01.2025).
2. Десятая часть всех выбросов парниковых газов в России приходится на транспорт // Ведомости. URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/climate/articles/2024/04/02/1029384-desyataya-chast-vseh-vibrosov-parnikovih-gazov-v-rossii-prihoditsya-na-transport> (дата обращения: 17.01.2025).
3. Российская Федерация. Законы. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ: принят Государственной Думой 9 июня 2021 года: одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 года. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 19.02.2026).
4. В ХМАО уровень утилизации попутного нефтяного газа превысил 95 % // Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/221995-v-khmao-uroven-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-prevysil-95> (дата обращения: 19.02.2026).
5. Российская Федерация. Правительство. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-п. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 19.02.2026).
6. Министерство энергетики Российской Федерации. Доклад о состоянии и перспективах использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. Москва: Минэнерго России, 2025. 78 с.
7. Улавливание углерода — ключевой инструмент в борьбе с глобальным

потеплением // Ведомости URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem> (дата обращения: 19.02.2026).

8. Улавливание и хранение углерода // Википедия: свободная энциклопедия: URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B>

8%D0%B5_%D0%B8_%D1%85%D1%80%D0%B0%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D1%83%D0%B3%D0%BB%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0 (дата обращения: 19.02.2026).

9. Отчет по опытно-промышленным работам на Туймазинском месторождении (Александровская площадь), 1967 г. Материалы по применению карбонизированной воды и пилотным испытаниям технологий увеличения

нефтеотдачи.

10. Методические указания ПАО «НК «Роснефть» по применению газовых методов увеличения нефтеотдачи, включая закачку CO₂ и водогазовое воздействие (WAG). Критерии применимости, технологические схемы, рекомендации по проектированию и мониторингу.

ENGLISH

Results

Thus, within the framework of the study, the authors examined two key approaches to decarbonization in Russia: the introduction of penalties for greenhouse gas emissions and the use of technologies for capturing and injecting CO₂ into the reservoir to increase oil production. The analysis showed that Russia has a significant potential to reduce greenhouse gas emissions through the implementation of both economic and technological tools. The introduction of penalties for CO₂ emissions from the combustion of associated gas can be viewed primarily as a fiscal measure. While the considered CCS-EOR technology made it possible

to reduce CO₂ emissions by 14 units, the increase in oil production amounted to “plus” 12 units. However, the twofold increase in capital expenditures and the negative NPV value for the resource user make its widespread implementation impossible without government support.

Conclusions

Overall, decarbonization in Russia is not only a challenge but also a strategic development direction that can ensure sustainable economic growth, strengthen energy security, and improve the quality of life for the population in the long term.

References

1. Novak A. Decarbonization of the fuel and energy sector: solving climate challenges without compromising energy security. URL: <https://energypolicy.ru/dekarbonizaciya-otraslej-tekreshenie-klimaticheskikh-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/15/12> (accessed: 17.01.2025). (In Russ).
2. One-tenth of all greenhouse gas emissions in Russia come from transport. URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/climate/articles/2024/04/02/1029384-desyataya-chast-vseh-vibrosov-parnikovih-gazov-v-rossii-prihoditsya-na-transport> (accessed: 17.01.2025). (In Russ).
3. The Russian Federation. Laws. On limiting greenhouse gas emissions: federal law No. 296-FZ dated July 2, 2021; adopted by the State Duma on June 9, 2021; approved by the Federation Council on June 23, 2021. URL: <http://pravo.gov.ru> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).
4. In the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, the

level of associated petroleum gas utilization exceeded 95% / Information and analytical portal Neftegaz.RU URL: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/221995-v-khantymanskom-ugleno-ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).

5. Russian Federation. Government. Strategy for the socio-economic development of the Russian Federation with a low level of greenhouse gas emissions until 2050: approved by Order No. 3052-r of the Government of the Russian Federation dated 29.10.2021. URL: <http://pravo.gov.ru> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).
6. The Ministry of Energy of the Russian Federation. Report on the state and prospects for the use of associated petroleum gas in the Russian Federation. Moscow: Ministry of Energy of Russia, 2025. 78 p. (In Russ).
7. Carbon capture is a key tool in the fight against global warming. Vedomosti URL: [https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-](https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem)

ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem (accessed: 19.02.2026). (In Russ).

8. Carbon capture and storage // Wikipedia: the free encyclopedia: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%B8_%D1%85%D1%80%D0%B0%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D1%83%D0%B3%D0%BB%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0 (date of reference: 02/19/2026). (In Russ).
9. Report on pilot industrial work at the Tuumazinskoye field (Alexandrovskaya Square), 1967. Materials on the use of carbonized water and pilot tests of enhanced oil recovery technologies. (In Russ).
10. Methodological guidelines of PJSC “NK “Rosneft” on the use of gas methods to increase oil recovery, including CO₂ injection and water-gas exposure

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Саттарова Регина Флоридовна, старший специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Терегулова Гульнара Римовна, к.э.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Болдырев Егор Сергеевич, к.э.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Sattarova Regina Floridovna, senior specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Teregulova Gulnara Rimovna, ph.d. of economic sciences, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Boldyrev Egor Sergeevich, ph.d. of economic sciences, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia