

ВОПРОСЫ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

А. А. Череповицына¹

Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина
Кольского НЦ РАН / НИИ
«Центр экологической промышленной политики»
(Апатиты / Мытищи, Россия)

Е. А. Марин²

Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II (Санкт-Петербург, Россия)

И. П. Дорожкина³

Институт экономических проблем
им. Г. П. Лузина Кольского НЦ РАН (Апатиты, Россия)

М. Д. Шабунин⁴

Институт экономических проблем
им. Г. П. Лузина Кольского НЦ РАН (Апатиты, Россия)

УДК: 338.45, 338.2

doi: 10.55959/MSU0130-0105-6-61-2-2

УТИЛИЗАЦИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА: МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ КЛЮЧЕВЫМИ УЧАСТНИКАМИ

Проекты улавливания и хранения углерода (УХУ) с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи потенциально являются перспективным направлением сни-

¹ Череповицына Алина Александровна — к.э.н., доцент, заведующая лабораторией, с.н.с., Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук; гл. н.с., Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики»; e-mail: iljinovaaa@mail.ru, ORCID: 0000-0001-5168-0518.

² Марин Евгений Александрович — к.э.н., ассистент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II; e-mail: eugenyi.a.marin@gmail.com, ORCID: 0000-0002-7522-9681.

³ Дорожкина Ирина Петровна — стажер-исследователь, Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук; e-mail: irinadorozhkina.99@gmail.com, ORCID: 0009-0009-9292-2064.

⁴ Шабунин Максим Дмитриевич — стажер-исследователь, Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук; e-mail: shabunin.maxxim@yandex.ru, ORCID: 0009-0006-6784-1666.

© Череповицына Алина Александровна, 2026 

© Марин Евгений Александрович, 2026 

© Дорожкина Ирина Петровна, 2026 

© Шабунин Максим Дмитриевич, 2026 

жения выбросов парниковых газов (ПГ), однако, их реализация связана с высоким уровнем затрат. Участниками технологических цепей УХУ обычно становятся не только нефтегазовые, но и другие промышленные компании, и одним из важных вопросов является формирование экономических отношений между ними. Цель исследования заключается в разработке концептуально-методического подхода к построению экономических отношений в системе «эмитент — нефтегазовая компания (НГК) — государство» в рамках реализации проектов утилизации углекислого газа с разделенными этапами технологической цепи (улавливание, транспортировка и закачка CO₂ в пласт). Ключевыми методами исследования выступают контент-анализ, концептуальное и технико-экономическое моделирование, анализ и синтез, декомпозиция, метод аналогии. Основные результаты исследования включают разработанные универсальные методики определения предельной цены 1 т CO₂, по которой НГК приобретает его у компании-эмитента, и ставки налоговой льготы, получаемой НГК от государства. В результате апробации предложенного подхода на примере месторождения в Западной Сибири (ХМАО) получено предельное значение цены в размере 10 614,10 руб./т CO₂ и ставки налоговой льготы — 705,08 руб./т CO₂, при которых суммарный интегральный экономический эффект для НГК и государства равен нулю, что соответствует условию экономической эффективности проекта. Результаты исследования могут быть использованы частным бизнесом при планировании проектов улавливания и хранения углерода и государством в части формирования углеродного рынка в России, реализации мер поддержки низкоуглеродных проектов в условиях формирующейся климатической политики.

Ключевые слова: улавливание и хранение углерода (УХУ), утилизация углекислого газа, повышение нефтеотдачи, экономические отношения, эмитент, нефтегазовая компания, государственная поддержка.

Цитировать статью: Череповицына, А. А., Марин, Е. А., Дорожкина, И. П., & Шабунин, М. Д. (2026). Утилизация углекислого газа: методические основы построения экономических отношений между ключевыми участниками *Вестник Московского университета. Серия 6. Экономика*, 61(2), 24–57. <https://doi.org/10.55959/MSU0130-0105-6-61-2-2>.

A. A. Cherepovitsyna

Luzin Institute for Economic Studies Kola Science Center of RAS /
Environmental Industrial Policy Center (Apatity / Mytishchi, Russia)

E. A. Marin

Saint-Petersburg Mining University (Saint-Petersburg, Russia)

I. P. Dorozhkina

Luzin Institute for Economic Studies Kola Science Center of RAS
(Apatity, Russia)

M. D. Shabunin

Luzin Institute for Economic Studies Kola Science Center of RAS
(Apatity, Russia)

JEL: Q50, O25

CARBON DIOXIDE UTILIZATION: METHODOLOGICAL BASICS FOR CREATING ECONOMIC RELATIONS AMONG STAKEHOLDERS

Carbon capture and storage (CCS) projects using CO₂ to enhance oil recovery (CO₂-EOR) are a promising area for reducing greenhouse gas (GHG) emissions, however, their implementation is associated with high costs. Not only oil and gas (O&G), but also other industrial companies usually become participants in CCS technological chains, and one of important issues is the formation of economic relations among them. The purpose of the study is to develop a conceptual and methodological approach to building economic relations in the “emitter – O&G company – government” system as part of implementing CO₂ utilization projects with separated stages of the technological chain (capture, transportation and CO₂-EOR). The key research methods are content analysis, conceptual, technical and economic modeling, analysis and synthesis, decomposition, analogy. The main results of the study include the developed methods for determining the marginal price of 1 ton of CO₂, at which O&G company purchases it from the emitter, and the rate of tax benefit received by O&G company from the government. Testing the proposed approach on the example of a field in Western Siberia shows the price limit of 10 614.10 rubles/ton of CO₂ and a tax benefit rate at 705.08 rubles/ton of CO₂, with zero total integral net present value for O&G company and the government. The findings can be used by businesses in planning CCS projects and by the government in forming a carbon market in Russia, implementing measures to support low-carbon projects in the context of emerging climate policy.

Keywords: carbon capture and storage (CCS), CO₂ utilization, enhanced oil recovery (EOR), economic relations, emitter, oil and gas company, government support.

To cite this document: Cherepovitsyna, A. A., Marin, E. A., Dorozhkina, I. P., & Shabunin, M. D. (2026). Carbon dioxide utilization: methodological basics for creating economic relations among stakeholders. *Lomonosov Economics Journal*, 61(2), 24–57. <https://doi.org/10.55959/MSU0130-0105-6-61-2-2>

Введение

В настоящее время одним из важнейших вызовов для промышленности становится необходимость соответствия требованиям по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ), что закреплено, в том числе, в «Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» (Распоряжение..., 2021). Обращение с углеводородным сырьем (УВС), в том числе нефтью, на всех этапах, от добычи до конечного использования, сопровождается выбросами ПГ, что в рамках обострившейся климатической проблемы отрицательно влияет на устойчивость нефтегазовых компаний (НГК). Тем не менее, спрос на УВС в мире, как и потребность в энергии, продолжают расти (IEA. World..., 2023). Это побуждает НГК работать над сокращением выбросов с одновременным сохранением традиционных промышленных процессов, что представляется трудной задачей.

В науке и промышленной практике известны различные направления сокращения выбросов ПГ в нефтегазовом комплексе (Московская школа..., 2021), среди которых можно выделить технологии улавливания, хранения и утилизации (использования) углекислого газа (CO_2) (далее — УХУ, улавливание и хранение углерода). Закачка CO_2 в пласт для повышения нефтеотдачи (CO_2 -EOR, enhanced oil recovery) на сегодня является самым распространённым вариантом его утилизации (использования). Тогда как геологическое захоронение CO_2 по сути своей не связано с получением дохода, проекты CO_2 -EOR потенциально могут быть экономически жизнеспособными, так как дополнительный приток нефти ведет к получению дохода в виде выручки от ее реализации (Shah et al., 2021; Zuo et al., 2023).

Одной из главных проблем, препятствующих развитию УХУ, остается высокая капиталоемкость таких проектов (Budinis et al., 2018; Skobelev et al., 2023). Уровень затрат настолько высок, что даже проекты закачки CO_2 в пласт с целью увеличения нефтеотдачи нуждаются в мерах поддержки. В мире накоплен некоторый опыт в данной области, и одним из самых действенных вариантов в контексте УХУ является применение налоговой льготы на утилизацию и хранение CO_2 — 45Q (англ. The 45Q Tax Credit), которая действует в США. Данный механизм представляет собой возвратный налоговый кредит для проектов в размере 60 долл./т CO_2 на улавливание, хранение и утилизацию CO_2 , включая CO_2 -EOR (Global CCS Institute, 2020).

Кроме того, существуют сложности организационного характера. Согласно (IEA. CCUS..., 2023), ранее проекты УХУ основывались на модели «полной технологической цепи», характеризующейся единой линейной структурой, однако, их реализация сопряжена с высокими затратами и рисками. Существует ряд исследований, посвященных оценке экономиче-

ской эффективности проектов УХУ на основе такой модели на энергетических объектах (Fan et al., 2022; Yun et al., 2021) и в нефтегазовой отрасли (Череповицына и др., 2024), в которых сделаны выводы о нецелесообразности их реализации. Сегодня появляются новые бизнес-модели УХУ, основанные на реализации независимых проектов (обычно — отделение проектов улавливания от транспортировки и хранения), объединенных в единую технологическую цепь, что позволяет эффективнее распределять затраты и управлять рисками (IEA. CCUS..., 2023). Вместе с тем, такие модели требуют новых подходов к построению экономических отношений, возникающих между ключевыми участниками (эмитенты, транспортные и нефтегазовые, иные промышленные компании).

В случае реализации проектов CO₂-EOR, важным вопросом является цена покупки уловленного компанией-эмитентом углекислого газа, так как последняя, в свою очередь, несет существенные затраты на его получение, а НГК заинтересована в такой цене, которая обеспечит экономическую эффективность проекта закачки. При оценке экономической эффективности проекта закачки CO₂ в пласт важно ориентироваться как на потенциальные доходы НГК, так и государства, в то же время учитывая необходимость обеспечения поддержки таких проектов со стороны последнего.

Как общие, так и частные вопросы, обсуждённые выше, определили цель исследования, которая состоит в разработке концептуально-методического подхода к построению экономических отношений в системе «эмитент — НГК — государство» в части определения предельной цены покупки CO₂, механизма и размера государственной поддержки для обеспечения экономической эффективности проектов CO₂-EOR в условиях формирующейся климатической политики.

К задачам исследования относятся:

1. Концептуальное моделирование полной технологической цепи УХУ (улавливание, транспортировка, закачка CO₂ в пласт).
2. Построение экономической модели проекта транспортировки и закачки CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи.
3. Разработка методики определения предельной цены 1 т CO₂, приобретаемого НГК у компании-эмитента.
4. Разработка методики определения ставки налоговой льготы, получаемой НГК от государства.
5. Апробация авторского подхода на примере месторождения, расположенного в Западной Сибири (ХМАО).

Методология

Исследование проведено на основе открытых источников информации с использованием данных по месторождению, расположенному в Западной Сибири (ХМАО), для обоснования технологической части проекта за-

качки CO_2 в пласт. Теоретической базой исследования выступили труды отечественных и зарубежных ученых в области устойчивого и низкоуглеродного развития, декарбонизации. Методическая база исследования, в том числе в части авторских предложений, основывалась на известных в мировой практике подходах к экономической оценке инвестиционных проектов. Предложенный авторами подход к построению экономических отношений между: 1) компаниями-эмитентами CO_2 ; 2) компаниями, занимающимися его транспортировкой и утилизацией (в данном случае — НГК); 3) государством, как ключевым субъектом управления в части разработки и реализации климатической политики, основывался на теории приведенной стоимости и методе дисконтированных денежных потоков (Discounted Cash Flow — DCF). На разных этапах исследования использованы методы контент-анализа, концептуального и экономического моделирования, анализа и синтеза, декомпозиции, метод аналогии.

Этапы исследования представлены на рис. 1.

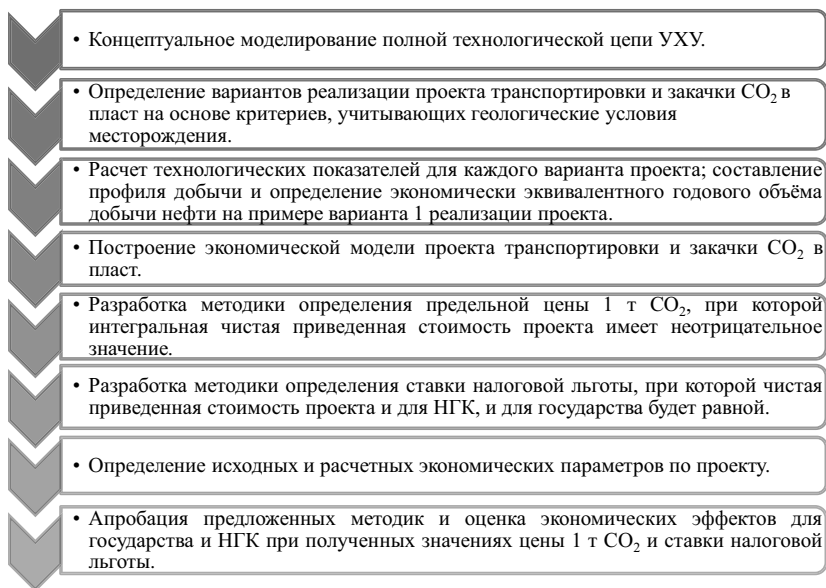


Рис. 1. Этапы исследования
Источник: составлено авторами.

Концептуальная модель полной технологической цепочки УХУ определена с ориентацией на сложившиеся в мировой практике подходы (IEA. CCUS..., 2023) и состоит из двух независимых проектов — проект улавливания и проект транспортировки и закачки CO_2 в пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Результаты технологической части исследования стали

основой для построения экономической модели проекта по транспортировке и закачке CO_2 в пласт, которая была разработана на основе общепринятых подходов и усовершенствована авторами посредством использования показателя — экономически эквивалентного годового объёма добычи нефти. Определение цены приобретения углекислого газа у эмитента, наряду со ставкой налоговой льготы, получаемой НГК от государства, стали ключевыми составляющими авторского подхода к построению экономических отношений в системе «эмитент — НГК — государство», обусловившего научную новизну и практическую значимость исследования.

1. Технологические аспекты. Определение вариантов реализации проекта закачки CO_2 в пласт с целью увеличения нефтеотдачи на месторождении осуществлялось путем анализа объектов разработки (залей нефти) и распределения их по группам по критериям соответствия / несоответствия следующим показателям: 1) проницаемость пород-коллекторов; 2) давление; 3) характеристика площади нефтеносности. Оценка технологических показателей для каждого варианта включала расчет массы CO_2 , закачиваемой в пласт; оценку теоретического дополнительного притока нефти (прироста добычи); расчет темпа и периода закачки газа, которые стали исходным данными для построения экономической модели.

2. Экономическая модель. Построение экономической модели проекта закачки CO_2 в пласт основывалось на методе дисконтированных денежных потоков (DCF), посредством которого определяется экономический эффект как для частной НГК (чистая приведенная стоимость проекта, NPV_k), так и для государства (дисконтированный доход государства, NPV_g):

$$NPV_k = \sum_{t=0}^T CF_t \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (1)$$

$$NPV_g = \sum_{t=0}^T gCF_t \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (2)$$

где t — период реализации проекта; T — горизонт планирования; CF_t — денежный поток для НГК в год t ; r — ставка дисконтирования; gCF_t — денежный поток для государства в год t .

Решение задачи по определению предельной цены 1 т CO_2 , которую НГК платит эмитенту, и ставки налоговой льготы от государства предлагается рассматривать в рамках построенной экономической модели проекта, также используя метод DCF .

Условием интегральной экономической эффективности проекта является неотрицательная величина чистой приведенной стоимости проекта, которая складывается из чистой приведенной стоимости для НГК (NPV_k) и чистой приведенной стоимости для государства (NPV_g). Таким образом:

$$NPV_g + NPV_k \geq 0. \quad (3)$$

2.1. Исходные данные и ограничения. Исходными данными проекта являлись следующие технические и макроэкономические параметры: горизонт планирования, лет; профиль прироста добычи нефти, т/год; экспортный нетбэк на нефть, руб./т; курс доллара, руб.; удельные эксплуатационные затраты, связанные с добычей нефти до реализации технологии CO₂-EOR, руб./т; затраты, связанные с транспортировкой и закачкой CO₂ в пласт, руб./год; ставка дисконтирования, %; ежегодная закачиваемая масса CO₂, т/год; капитальные затраты, руб.; ставка НДС, руб./т; ставка налога на прибыль, %. Для расчета затрат по проекту, связанных с транспортировкой и закачкой CO₂ в пласт, применялись элементы метода аналогии с ориентацией на открытые источники информации, а также закрытые данные российской нефтегазовой компании.

Допущения предлагаемого подхода представлены ниже.

1) Такие известные исходные параметры, как экспортный нетбэк на нефть, курс доллара, удельные эксплуатационные затраты, затраты на транспортировку и закачку CO₂ в пласт, ставка дисконтирования, ежегодная закачиваемая масса CO₂, ставка НДС и ставка налога на прибыль приняты постоянными по времени. Ставка дисконтирования в рамках исследования определена в размере 10%, курс доллара — 84,66 руб. (среднее значение в 2023 г. (ЦБ РФ, н.д.)).

2) Удельные эксплуатационные затраты, связанные с добычей нефти до закачки CO₂ в пласт, оценка которых проводилась по средней себестоимости добычи нефти в России в 2022 г. — 24 600 руб./т (Федеральная Служба..., н.д.), включают условно-постоянную часть (15% от затрат) и условно-переменную часть (85% от затрат), величина которых в рамках исследования снижена на 5%, что соответствует доли затрат на методы увеличения нефтеотдачи (МУН) в структуре себестоимости добычи нефти, так как увеличение нефтеотдачи с использованием CO₂ является третичным МУН, и в рамках исследования принимается, что на месторождении подразумевается применение только данного метода.

3) В методологии исследования применялась приведенная величина капитальных затрат (*PVI*), которую можно определить по формуле:

$$PVI = \sum_{t=0}^T CapEx_t \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (4)$$

где *PVI* — приведенная величина капитальных затрат; *T* — горизонт планирования проекта; *t* — период проекта, в котором осуществляются капитальные затраты; *CapEx_t* — величина капитальных затрат в год *t*; *r* — ставка дисконтирования.

4) Амортизационные отчисления зависели от величины *PVI* и начислялись линейно на срок равный горизонту планирования, т.е. принято допущение, что срок использования объектов капитальных вложений не отличается от горизонта планирования проекта:

$$DA_t = PVI / T = \text{const}, \quad (5)$$

где DA_t — величина амортизационных отчислений в год t ; PVI — приведенная величина капитальных затрат; T — горизонт планирования проекта.

5) Налоговая нагрузка в исследовании включила в себя налог на добычу полезных ископаемых — НДПИ (919 руб./т); налог на прибыль (20%); налог на имущество (2,2% от стоимости имущества); прирост добычи в результате закачки CO_2 начинался с периода $t = 1$.

2.2. Экономически эквивалентный годовой объем добычи нефти. Закачка CO_2 в пласт на рассматриваемом месторождении, как и любой МУН, осуществляется с целью увеличения нефтеотдачи. В свою очередь, прирост объемов добычи на месторождении вследствие применения МУН приводит к увеличению денежного притока — выручки, приведенную стоимость которой можно представить выражением:

$$PVR = \sum_{t=1}^T Pr \times Q_t \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (6)$$

где PVR — приведенная стоимость выручки от добычи и реализации всего дополнительного объема нефти, полученной в результате закачки CO_2 ; T — горизонт планирования проекта; Pr — экспортный нетбэк на нефть; Q_t — величина дополнительного притока нефти на месторождении.

Величина Q_t изменяется по времени, так как в первые годы проекта происходит увеличение ежегодного прироста добычи, а в поздние периоды — наоборот, снижение. Величина Q_t не является постоянной, т.е., $Q_t \neq \text{const}$. Так как исследование выполнено с применением концепции приведенной стоимости и дисконтирования, с экономической точки зрения очень важны **периоды** добычи. В концепции предполагается, что чем раньше добыта единица углеводородного сырья, тем она ценнее в денежном эквиваленте (Marin et al., 2025).

Вынеся за знак суммы постоянную величину экспортного нетбэка в формуле (6), получим следующую формулу:

$$PVR = Pr \times \left(Q_1 \times \frac{1}{(1+r)^1} + Q_2 \times \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + Q_T \times \frac{1}{(1+r)^T} \right). \quad (7)$$

Из-за изменения стоимости денежных средств с течением времени запасы, добытые через несколько лет от текущего момента, с точки зрения экономического эффекта, имеют гораздо меньшую стоимость, чем добытые ранее (Буш..., 2003; Rose, 2001).

В соответствии с заявленными задачами исследования — разработка методик определения предельной цены 1 т CO_2 и определения ставки налоговой льготы, авторы полагают, что математический аппарат предлагае-

мых методик должен быть утилитарными. Поэтому предлагается выразить массив значений $Q_t \neq \text{const}$ через дополнительный единый показатель.

Для методологий технического назначения достаточно среднего годового прироста объёма. Но, с точки зрения экономического эффекта, необходимо также учесть процесс дисконтирования. В связи с этим дополнительным показателем предлагается величина прироста добычи нефти Q_A , постоянная по времени. В своем классическом труде (Брейли, Майерс, 2010) Брейли и Майерс по идентичной экономической логике предлагают инструмент «эквивалентный годовой денежный поток» (equivalent annual cash flow), только объектом, который выражают постоянным по времени, является величина денежных потоков, а не приросты дебитов УВС.

Необходимо выразить предлагаемую величину, принимая во внимание, что этот объем прироста Q_A должен обеспечить такой же экономический эффект (т.е. величина PVR не изменится), как и объёмы прироста Q_t при такой же величине экспортного нетбэка и с учётом дисконтирования. В формуле (7) заменяются Q_t на Q_A :

$$PVR = Pr \times \left(Q_A \times \frac{1}{(1+r)^1} + Q_A \times \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + Q_A \times \frac{1}{(1+r)^T} \right), \quad (8)$$

так как $Q_A = \text{const}$, то ее можно вынести за знак суммы. Выражение (8) принимает следующий вид:

$$PVR = Pr \times Q_A \times \left(\frac{1}{(1+r)^1} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^T} \right). \quad (9)$$

Составляющая формулы $\left(\frac{1}{(1+r)^1} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^T} \right)$ является ко-

эффициентом аннуитета постнумерандо и имеет решение вида $\frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r}$.

Формула (9) принимает вид:

$$PVR = Pr \times Q_A \times \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r}. \quad (10)$$

Совместив формулы (7) и (10), получается выражение:

$$\left(Q_1 \times \frac{1}{(1+r)^1} + Q_2 \times \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + Q_T \times \frac{1}{(1+r)^T} \right) = Q_A \times \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r}. \quad (11)$$

Теперь выражается величина Q_A :

$$Q_A = \left(Q_1 \times \frac{1}{(1+r)^1} + Q_2 \times \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + Q_T \times \frac{1}{(1+r)^T} \right) \times \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}. \quad (12)$$

Величину Q_A предлагается наименовать **экономически эквивалентным годовым объемом добычи**. Экономический смысл данного показателя — это постоянный по времени расчетный объем ежегодной добычи, который обеспечивает такой же экономический эффект, как и применение МУН. В данном конкретном исследовании уместно называть экономически эквивалентным годовым увеличением объема добычи в результате реализации проекта по применению технологии CO₂-EOR.

2.3. Определение предельной цены 1 т CO₂. Одной из задач исследования выступило определение такой предельной цены за 1 т CO₂, чтобы интегральная чистая приведенная стоимость проекта (суммарная для НГК и государства) имела неотрицательное значение, что удовлетворяет условию экономической эффективности проекта.

Достижение интегрального экономического эффекта проекта осуществляется за счет увеличения выручки вследствие получения дополнительного притока нефти при закачке CO₂ в пласт. При этом увеличиваются суммарные эксплуатационные затраты за счет появления расходов на транспортировку и закачку необходимой массы CO₂, среди которых, например, затраты на обслуживание, ремонт оборудования, мониторинг, и затрат на приобретение CO₂ у компании-эмитента. Математически интегральная чистая приведенная стоимость проекта (для государства и НГК) описывается следующим выражением:

$$NPV = -PVI + \sum_{t=1}^T (Rev_t - OpEx_t - ExCO - CO_t) \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (13)$$

где NPV — интегральная чистая приведенная стоимость проекта; Rev_t — изменение выручки в год t ; $OpEx_t$ — изменение эксплуатационных затрат, связанных с добычей нефти, в год t ; $ExCO$ — ежегодные затраты на транспортировку и закачку CO₂; CO_t — затраты на приобретение CO₂ в год t ; PVI — приведенная стоимость капитальных затрат.

Налоговая нагрузка компании отсутствует в этом выражении, так как определяется интегральный экономический эффект для государства и компании в совокупности, а расходы компании по уплате налогов — это доходы государства. Таким образом, **интегральный** эффект от уплаты налогов равен 0, поэтому и отсутствует в выражении (13).

Выражение (13) можно представить в развернутом виде, удовлетворяя при этом условие $NPV \geq 0$:

$$-PVI + \sum_{t=1}^T (Pr \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO \times Pr_c \times Q_C) \times \frac{1}{(1+r)^t} \geq 0, \quad (14)$$

где Pr — величина экспортного нетбэка; Q_A — экономически эквивалентное годовое увеличение объема; AVC — удельные переменные эксплуатационные затраты, зависящие от объёма добычи (руб/т); Pr_c — цена за 1 т CO_2 ; Q_C — ежегодная закачиваемая масса CO_2 .

Как отмечалось выше, перечисленные величины не изменяются по времени. Соответственно, в формуле (14) все выражение внутри скобок можно вынести за знак суммы:

$$-PVI + (Pr \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C) \times \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} \geq 0. \quad (15)$$

Используя решение коэффициента аннуитета постнумерандо вида

$$\frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r}, \text{ получим формулу:}$$

$$-PVI + (Pr \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C) \times \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r} \geq 0. \quad (16)$$

В полученном выражении все показатели известны за исключением цены за 1 т CO_2 . Следующим шагом выражается предельное значение цены, путем преобразования неравенства (16):

$$Pr_c \leq - \frac{\left(PVI \times \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - Q_A \times (Pr - AVC) + ExCO \right)}{Q_C}, \quad (17)$$

где Pr_c — цена за 1 т CO_2 ; PVI — приведенная стоимость капитальных затрат; Pr — величина экспортного нетбэка; Q_A — экономически экви-

валентный годовой объем добычи нефти; AVC — удельные переменные эксплуатационные затраты, зависящие от объема добычи (руб/т); $ExCO$ — ежегодные затраты на транспортировку и закачку CO_2 ; Q_c — ежегодная закачиваемая масса CO_2 ; T — горизонт планирования проекта; r — ставка дисконтирования.

Таким образом, благодаря универсальной формуле (17) можно определить предельное значение цены 1 т CO_2 , при котором интегральная чистая приведенная стоимость проекта неотрицательна, т.е. проект экономически эффективный, в рамках построения экономических отношений между компанией-эмитентом и НГК.

2.4. Определение ставки налоговой льготы. После определения предельной цены 1 т CO_2 , необходимо распределить получаемый эффект поровну между частным бизнесом и государством, $NPV_k = NPV_g$, так как в условиях, когда государство не несет издержек (базовый вариант), экономический эффект для частного бизнеса может быть (и часто является таковым) отрицательным.

Для решения данной проблемы предлагается использовать налоговую льготу по аналогии с механизмом 45Q, которая в рамках экономической модели представляет собой положительные денежные потоки от государства в пользу НГК. Так как налоговая льгота предлагается за 1 т CO_2 , задача состоит в определении такой ставки, при которой экономический эффект в виде чистой приведенной стоимости и для НГК, и для государства будет равным.

Экономический эффект для НГК (NPV_k), исходя из обозначенных параметров, можно представить в виде следующей формулы:

$$NPV_k = -PVI + \sum_{t=1}^T CF_t \times \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (18)$$

где CF_t — изменение денежного потока для НГК в результате реализации проекта в год t . Денежный поток НГК от реализации проекта выражается в виде:

$$CF_t = EAT_t + DA_t + TC_t, \quad (19)$$

где EAT_t — изменение чистой прибыли от реализации проекта в год t ; DA_t — амортизационные отчисления в год t (по формуле (5)); TC_t — величина налоговой льготы в год t (определяется как $TC_t = R_{TC} \times Q_c$, где R_{TC} — ставка налоговой льготы (руб./т CO_2)); Q_c — ежегодная закачиваемая масса CO_2 .

Из формулы (19) выражается чистая прибыль в год t :

$$EAT_t = (Rev_t - RTY_t - OpEx_t - ExCO - CO_t - WT_t - DA_t) \times (1 - TP), \quad (20)$$

где Rev_t — изменение выручки в год t ; RTY_t — изменение величины НДС в год t ; $OpEx_t$ — изменение эксплуатационных затрат, связанных с добы-

чей нефти, в год t ; $ExCO$ — ежегодные затраты на транспортировку и закачку CO_2 ; CO_t — затраты на приобретение CO_2 в год t ; TP — ставка налога на прибыль; WT_t — изменение величины налога на имущество в год t .

Выражение (20) можно представить в развернутом виде (с учетом упомянутых допущений):

$$EAT_t = (Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C - WT_t - PVI / T) \times (1 - TP), \quad (21)$$

где Pr — величина экспортного нетбэка; Q_A — экономически эквивалентный годовой объём добычи нефти; R_{RTY} — ставка НДС; AVC — удельные переменные эксплуатационные затраты, зависящие от объема добычи; Pr_c — цена за 1 т CO_2 ; Q_C — ежегодная закачиваемая масса CO_2 .

Выражения (18)–(21) интегрируются в следующую формулу:

$$NPV_k = -PVI + \sum_{t=1}^T \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C - \frac{PVI}{T} - WT_t \right) \times (1 - TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_C \right) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right). \quad (22)$$

В выражении (22) величина WT_t зависит от момента времени. Предполагается это выражение представить в следующем виде:

$$NPV_k = -PVI + \sum_{t=1}^T \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C - \frac{PVI}{T} \right) \times (1 - TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_C \right) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) - \sum_{t=1}^T \left(WT_t \times (1 - TP) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right). \quad (23)$$

В выражении (23) из под знака суммы выносятся множитель $\left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_C - \frac{PVI}{T} \right) \times (1 - TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_C \right)$, так как все его составляющие постоянны по времени. Второй множитель принимает вид $\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t}$ и, как уже отмечалось, имеет решение вида $\frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r}$ (далее в работе обозначено K_A).

Отдельно преобразуется выражение $\sum_{t=1}^T \left(WT_t \times (1 - TP) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right)$. Из-

менение налога на имущество от реализации проекта зависит от ставки налога на имущества (wI) и изменения среднегодовой стоимости имущества, для определения которой к стоимости на начало года прибавляется стоимость на конец года, и эта сумма делится пополам. В данном исследовании стоимость имущества увеличивается в 0-й год на величину PVI и каждый год уменьшается на величину амортизационных отчислений. В допущении (4) принято, что величина амортизационных отчислений $DA = PVI / T = \text{const}$.

Изменение стоимости имущества на начало года равно $PVI - DA \times t$, на конец года — $PVI - DA \times (t + 1)$. Следует выразить величину WT_t так:

$$WT_t = wt \times \frac{PVI - DA \times t + PVI - DA \times (t + 1)}{2}, \quad (24)$$

где wt — ставка налога на имущество, %.

DA выражается через PVI / T , затем PVI выносится за скобку

$$WT_t = \frac{wt}{2} \times \left(PVI \times \left(1 - \frac{t}{T} + 1 - \frac{(t+1)}{T} \right) \right) = \frac{wt}{2} \times PVI \times \left(2 + \frac{1 - 2 \times (t+1)}{T} \right). \quad (25)$$

Теперь выражение $\sum_{t=1}^T \left(WT_t \times (1 - TP) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right)$ можно представить в виде:

$$\begin{aligned} WT_t &= \sum_{t=1}^T \left(\frac{wt}{2} \times PVI \times \left(2 + \frac{1 - 2 \times (t+1)}{T} \right) \times (1 - TP) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right) = \\ &= \frac{wt}{2} \times PVI \times (1 - TP) \times \sum_{t=1}^T \left(\left(2 + \frac{1}{T} - \frac{2}{T} \times (t+1) \right) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right) = \\ &= \frac{wt}{2} \times PVI \times (1 - TP) \times \\ &\times \left(2 \times K_A + \frac{1}{T} \times K_A - \frac{2}{T} \times \left(\sum_{t=1}^T \left(t \times \frac{1}{(1+r)^t} \right) + \sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right) \right). \quad (26) \end{aligned}$$

Как уже отмечалось, слагаемое $\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t}$ имеет решение вида $\frac{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}{r} = K_A$. Слагаемое $\sum_{t=1}^T \left(t \times \frac{1}{(1+r)^t} \right)$ возможно выразить, как $\left(T + \frac{1}{r} - \frac{T}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right)} \right) \times K_A$. K_A дважды выносится за скобки, выражение (26) приобретает следующий вид:

$$\begin{aligned}
& \frac{wt}{2} \times PVI \times (1-TP) \times K_A \times \left(2 + \frac{1}{T} - \frac{2}{T} \times \left(T + \frac{1}{r} - \frac{T}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} + 1 \right) \right) = \\
& = \frac{wt}{2} \times PVI \times (1-TP) \times K_A \times \left(2 + \frac{1}{T} - 2 - \frac{2}{T \times r} + \frac{2}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - \frac{2}{T} \right) = \\
& = \frac{wt}{2} \times PVI \times (1-TP) \times K_A \times \left(\frac{2}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - \frac{2}{T \times r} - \frac{1}{T} \right). \quad (27)
\end{aligned}$$

Выражение $WT_i = \sum_{t=1}^T \left(WT_i \times (1-TP) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right) \right)$ имеет решение вида

$$\frac{wt}{2} \times PVI \times (1-TP) \times K_A \times \left(\frac{2}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - \frac{2}{T \times r} - \frac{1}{T} \right), \text{ которое не зависит от}$$

момента времени. Множитель $\frac{wt}{2} \times PVI \times \left(\frac{2}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - \frac{2}{T \times r} - \frac{1}{T} \right)$ обозна-

чается далее в работе, как WT . Формула (23) теперь может быть представлена в виде:

$$NPV_k = -PVI + \sum_{t=1}^T \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTT} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT \right) \times (1-TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_c \right) \times K_A. \quad (28)$$

Таким образом, получаемый экономический эффект от реализации проекта для НГК (NPV_k) принимает вид:

$$NPV_k = -PVI + \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTT} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT \right) \times (1-TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_c \right) \times K_A. \quad (29)$$

Для государства экономический эффект от реализации проекта (NPV_g) складывается из налога на прибыль, НДС, налога на имущество и умень-

шается на величину налоговой льготы. Исходя из обозначенных параметров, NPV_g можно представить в виде формулы:

$$NPV_g = \sum_{t=1}^T \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT_t \right) \times TP + R_{RTY} \times Q_A - R_{TC} \times Q_c + WT_t \right) \times \left(\frac{1}{(1+r)^t} \right). \quad (30)$$

В выражении (30) из под знака суммы выносятся множитель $\left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT \right) \times TP + R_{RTY} \times Q_A - R_{TC} \times Q_c + WT \right)$, так как все его составляющие постоянны по времени, а WT_t , зависящий от t , уже преобразован в величину WT , постоянную по t . Таким образом, получаемый экономический эффект от реализации проекта для государства (NPV_g) принимает вид:

$$NPV_g = \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT \right) \times TP + R_{RTY} \times Q_A - R_{TC} \times Q_c + WT \right) \times K_A. \quad (31)$$

Теперь, удовлетворяя условию равенства экономического эффекта для государства и для НГК ($NPV_k = NPV_g$), правые части формул (29) и (31) приравниваются:

$$\begin{aligned} -PVI + \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} \right) \times (1-TP) + \frac{PVI}{T} + R_{TC} \times Q_c \right) \times K_A = \\ = \left(\left(Pr \times Q_A - R_{RTY} \times Q_A - AVC \times Q_A - ExCO - Pr_c \times Q_c - \frac{PVI}{T} - WT \right) \times TP + R_{RTY} \times Q_A - R_{TC} \times Q_c + WT \right) \times K_A. \end{aligned} \quad (32)$$

Из формулы (32) выражается искомая ставка по налоговой льготе (руб./т CO₂) для рассматриваемого проекта:

$$RTC = \frac{Q_A \times ((1-2 \times TP) \times (Pr - AVC) - 2 \times (1-TP) \times R_{RTY}) - (1-2 \times TP) \times ExCO + \frac{2 \times TP \times PVI}{T} - 2 \times WT \times (1-TP) - \frac{PVI}{K_A}}{(1-2 \times TP) \times Pr_c - \frac{Q_c}{2}}, \quad (33)$$

где RTC — ставка налоговой льготы; Pr_c — цена за 1 т CO₂; Q_A — экономически эквивалентный годовой объем добычи нефти; TP — ставка налога на прибыль; Pr — величина экспортного нетбэка; R_{RTY} — ставка НДС; AVC — удельные переменные эксплуатационные затраты, зависящие от объема добычи; Q_c — ежегодная закачиваемая масса CO₂; $ExCO$ — ежегодные затраты на транспортировку и закачку CO₂; PVI — приведенная стоимость капитальных затрат; K_A — коэффициент аннуитета; T — горизонт планирования проекта; $WT = \frac{wt}{2} \times PVI \times \left(\frac{2}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}} - \frac{2}{T \times r} - \frac{1}{T} \right)$; wt — ставка налога на имущество, %; r — ставка дисконтирования, %.

Таким образом, получена универсальная формула для определения ставки налоговой льготы для проектов утилизации CO₂ с целью увеличе-

ния нефтеотдачи в рамках построения экономических отношений между государством и частным бизнесом.

Результаты

1. Варианты реализации проекта закачки CO_2 в пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Выбор объектов (залежей) на месторождении для закачки CO_2 в пласт основывается на данных о его геологическом строении, а также фильтрационно-емкостных свойствах пород коллектора, в том числе на показателях проницаемости, давления, площади нефтеносности.

Предварительно залежи анализируются по критерию соответствия / не соответствия показателю проницаемости. Далее оцениваются показатели температуры и давления (термобарические критерии). Следующим шагом оценивается площадь нефтеносности объектов. Основываясь на том, что на небольших залежах нецелесообразно применять дорогостоящие МУН, допускается, что данные объекты могут быть подключены к системам разработки больших залежей при возникновении подходящих условий.

Проанализированные по представленным выше критериям объекты распределяются на группы, соответствующие вариантам реализации рассматриваемого проекта (рис. 2).

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Объекты, соответствующие термобарическим критериям и величине площади нефтеносности	Объекты, соответствующие термобарическим критериям, но не соответствующие по величине площади нефтеносности	Объекты, соответствующие по величине площади нефтеносности	Все объекты, за исключением не подходящих по термобарическим критериям и величине площади нефтеносности	Все объекты, подходящие для использования третичных МУН на месторождении
4 залежи	10 залежей	14 залежей	21 залежь	30 залежей

Рис. 2. Распределение объектов на месторождении по вариантам реализации проекта

Источник: составлено авторами по данным российской нефтегазовой компании, осуществляющей деятельность в ХМАО.

Для каждого варианта рассчитываются технологические показатели (табл. 1).

Таблица 1

Технологические показатели по вариантам реализации проекта

Вариант	1	2	3	4	5
Масса закачиваемого CO ₂ в пласт за весь срок реализации проекта, тыс. т	1680,35	2169,79	13 418,88	14 115,59	13 512,72
Дополнительный приток нефти за весь срок реализации проекта, тыс. т	957,09	1259,71	8928,01	9230,63	9422,79
Отношение массы дополнительного притока нефти к закачиваемому газу, т/т	0,570	0,581	0,665	0,654	0,697
Темп закачки CO ₂ , т/год	127 783,4	172 479,2	612 454,6	657 150,4	675 974,1
Период закачки, лет	13,15	12,58	21,91	21,48	19,99

Источник: составлено авторами по данным российской нефтегазовой компании, осуществляющей деятельность в ХМАО.

Таким образом, в результате расчетов технологических показателей для пяти вариантов получены значения массы закачиваемого газа, дополнительной добычи нефти (прирост добычи) и периода закачки, необходимых для апробации экономической модели, которая проводится на примере варианта 1. Так, основываясь на данных табл. 1, составлен профиль прироста добычи нефти по годам для варианта 1 реализации проекта (рис. 3).

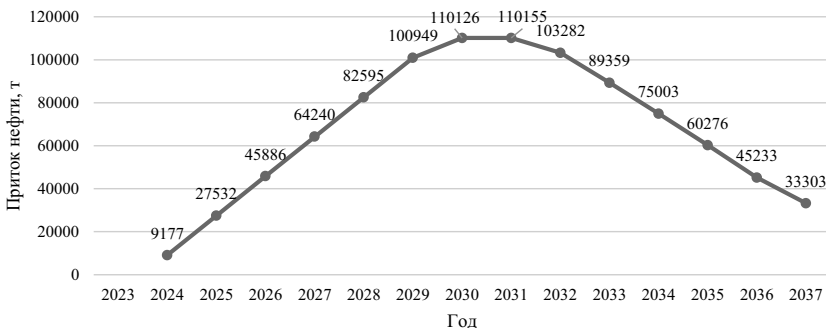


Рис. 3. Профиль прироста добычи по варианту 1 проекта

Источник: составлено авторами по данным российской нефтегазовой компании, осуществляющей деятельность в ХМАО.

Согласно рис. 3, дополнительный приток нефти при закачке CO₂ в пласт распределяется неравномерно по годам, вследствие чего вводится

показатель экономически эквивалентного годового объема добычи нефти (Q_A), описанного в методологии (формула (12)). Для варианта 1 его значение составит 63 968,4 т/год.

2. Исходные и расчетные экономические параметры. Для апробации экономической модели дисконтированных денежных потоков необходимо располагать данными о денежных притоках и оттоках, которые непосредственно связаны с процессом добычи нефти, и которые возникают в связи с закачкой CO_2 в пласт. Как упоминалось ранее, денежные притоки по проекту формируются в результате получения выручки при реализации дополнительно добытой нефти после применения технологии CO_2 -EOR. Для определения выручки используется показатель цены реализации — экспортный нетбэк на нефть, который рассчитывается с использованием среднегодовой цены реализации нефти на внешний рынок (в 2023 г. — 62,99 долл./барр. (Минфин, 2024)) и учитывает расходы на уплату экспортной пошлины (с 2024 г. — 0 руб.), транспортные расходы согласно среднему индикативному тарифу (в 2023 г. в ХМАО — 4205,46 руб. (ФАС, 2023)). Денежные оттоки, в свою очередь, формируются за счет: 1) эксплуатационных затрат, связанных с добычей нефти (расчет проводится на основе данных о сложившейся среднегодовой себестоимости добычи нефти); 2) капитальных и эксплуатационных затрат, возникающих при транспортировке и закачке углекислого газа в пласт, т.е. затраты, связанные с реализацией технологии CO_2 -EOR; 3) затрат на приобретение необходимой массы CO_2 . Последний параметр является неизвестной величиной.

Капитальные затраты по проекту включают затраты на (NPC, 2019)⁵:

- строительство трубопровода с учетом его протяженности (84 км — расстояние между месторождением и потенциальным источником улавливания — эмитентом) и стоимости сооружения за 1 км (принято в размере 6,7 млн руб./км), которая зависит от диаметра трубы (принят в размере 80 см) и мощности (127,8 тыс. т CO_2 /год, соответствует темпу закачки), — 563,7 млн руб.;
- вспомогательное производство, включающее строительство автодорог с учетом протяженности трубопровода (84 км) и стоимости строительства за 1 км (принято в размере 2,9 млн руб./км), — 239,8 млн руб., и непроизводственные объекты — 24 млн руб. (10% от затрат на вспомогательное производство);
- обустройство газовых кустов на месторождении с учетом стоимости обустройства куста 1 (принято в размере 109 млн руб.) и количества залежей (4 залежи) — 436 млн руб.;

⁵ Определение капитальных затрат по проекту осуществляется методом аналогии и основывается как на открытых источниках информации, так и на закрытых данных российской нефтегазовой компании.

- сооружение газокompрессорной станции мощностью 1,4 МВт, которая определяется с учетом объемов закачиваемого CO₂ (127,8 тыс. т CO₂/год), — 182, 8 млн руб. (известно, что затраты на строительство газокompрессорной станции мощностью 1МВт составляют около 134,5 млн руб.);
- энергетические объекты, включающие строительство электрической подстанции мощностью 1,4 МВт, которая учитывает мощность газокompрессорной станции, — 9,5 млн руб. (известно, что затраты на строительство подстанции мощностью 1 МВт составляют около 7 млн руб.);
- строительство трубопроводов на месторождении, учитывающее их протяженность (17,5 км, зависит от площади рассматриваемых объектов на месторождении и расстояния между скважинами) и затраты на строительство 1 км (принято в размере 13,5 млн руб./км) — 237 млн руб.;
- резерв капитальных затрат в размере 10% от итоговой величины — 169 млн руб.

Эксплуатационные затраты по проекту на транспортировку и закачку CO₂ в пласт составляют 10% от суммарных капитальных затрат (Череповицына и др., 2024), а также включают затраты на мониторинг в размере 5 долл. за 1 т закачиваемого CO₂ (VYGON Consulting, 2021).

В табл. 2 представлены параметры, необходимые для апробации экономической модели.

Таблица 2

Экономические параметры для апробации модели для варианта 1

Наименование	Значение
Горизонт планирования, лет	14
Экспортный нетбэк на нефть, руб./т	35 015,08
Удельные переменные эксплуатационные затраты, зависящие от объема добычи, руб./т	9932
Затраты на транспортировку и закачку CO ₂ в пласт, млн руб./год	223,39
Амортизационные отчисления, млн руб./год	130,6
Капитальные затраты, млн руб.	В нулевой период — 1489,8 (80%) В первый период — 372,5 (20%)
Ставка дисконтирования, %	10
Ставка НДС, руб./т	919
Ставка налога на прибыль, %	20
Ставка налога на имущество, %	2,2

Источник: составлено авторами.

Таким образом, все требуемые экономические параметры для апробации модели определены.

3. Предельная цена 1 т CO₂. В соответствии с предлагаемой методологией для апробации экономической модели вычисляется приведенная стоимость капитальных затрат (формула (4)) — 1828,4 млн руб. Далее определяется величина экономически эквивалентного годового объема добычи нефти (формула (12)). Полученных параметров в совокупности с исходными данными становится достаточно для определения предельной цены за 1 т CO₂ (формула (17)), которую заплатит НГК компании-эмитенту, соблюдая условие интегральной экономической эффективности проекта. В результате расчетов получим, что рассматриваемый проект рекомендуется к реализации только при условии, что цена 1 т CO₂ составит не более 10 614,10 руб.

Оценку экономической эффективности проекта предлагается выполнить классическим методом DCF и рассчитать чистую приведенную стоимость при заданных параметрах (табл. 2) и при найденном предельном значении цены за 1 т CO₂, как для НГК (формула (1)), так и для государства (формула (2)). Результаты расчетов представлены в приложении А.

Результаты показывают, что проект удовлетворяет условию интегральной экономической эффективности, т.е. $NPV_k + NPV_g \geq 0$ (в данном расчете интегральный эффект равен 0, т.е. проект обеспечивает на протяжении 14 лет ежегодную 10%-ю доходность); при этом, если в оценке использовать не предельную цену за 1 т CO₂, а *меньшее* значение, тогда $NPV_k + NPV_g > 0$.

Проводится анализ чувствительности для предельной цены 1 т CO₂. Авторами рассматриваются пять параметров: цена нефти, курс доллара, величина капитальных затрат, требуемый объем CO₂ и величина прироста добычи (табл. 3 и рис. 4).

Таблица 3

Анализ чувствительности для предельной цены 1 т CO₂

	-50%	-25%	0%	25%	50%	Критическое отклонение, %
Цена нефти	797,20	5705,65	10 614,10	15 522,55	20 431,01	–54
Курс доллара	797,20	5705,65	10 614,10	15 522,55	20 431,01	–54
Капитальные затраты	11 585,29	11 099,69	10 614,10	10 128,51	9642,92	+546
Объем CO ₂	21 228,20	14 152,14	10 614,10	8491,28	7076,07	+∞
Прирост добычи	4335,87	7474,98	10 614,10	13 753,22	16 892,34	–84,5

Источник: составлено авторами.

Анализ показал, что наиболее чувствительна величина предельной цены 1 т CO_2 (и эффективности проекта в целом) к колебаниям рыночной цены нефти и курса доллара (рис. 4, графики чувствительности к цене нефти и курсу доллара совпадают). Что логично, чем выше потенциальная выручка, тем больше можно заплатить за CO_2 , сохранив при этом положительный экономический эффект. Интересно, что при уменьшении одного из параметров (цена нефти или курс доллара) более чем на 54% даже бесплатный CO_2 не обеспечит положительный интегральный экономический эффект. Тот же результат будет, если изменение прироста дебита в результате реализации проекта уменьшится более чем на 84,5%.

Изменение величины капитальных затрат очень незначительной влияет на проект. Отмечается, что уменьшение требуемого объема CO_2 (в рамках совершенствования технологии, например) значительно повышает предельную цену; а вот увеличение требуемого объема CO_2 влияет на проект с меньшим эффектом.

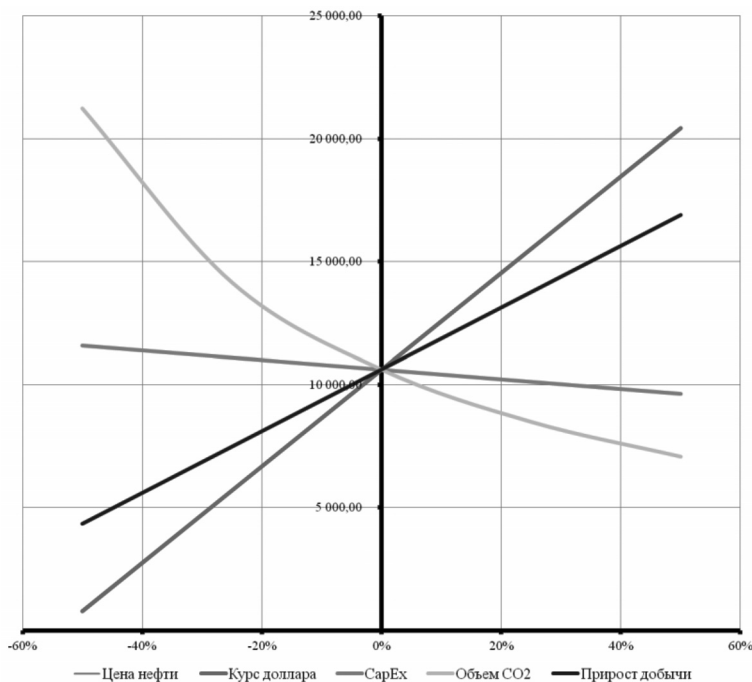


Рис. 4. Анализ чувствительности для предельной цены 1 т CO_2

Источник: составлено авторами.

4. Ставка налоговой льготы. Концепция проектов утилизации CO_2 потенциально несет в себе как коммерческую составляющую, так и экологическую в части предотвращения выбросов ПГ в атмосферу, поэтому в раз-

витии данного направления может быть заинтересован не только частный бизнес, но и государство, для которого данный тип проектов может стать одним из инструментов реализации вклада в сокращение выбросов ПГ в контексте общей климатической ответственности.

Результаты проведенных расчетов подтверждают (приложение А), что даже с применением ограничения в виде предельной цены 1 т CO₂ для НГК проект убыточен, так как именно компания несет все издержки, связанные с его реализацией. В данной ситуации государство заинтересовано не только в налоговых отчислениях, но и непосредственно в участии крупных промышленных компаний в инициативах и проектах по сокращению выбросов ПГ, что обуславливает необходимость оказания им ряда мер поддержки

Как отмечалось выше, в качестве таковой предлагается налоговая льгота по аналогии с налоговым кредитом 45Q. Рассчитанное значение ставки налоговой льготы для условий рассматриваемого проекта по формуле (33) составляет 705,08 руб./т CO₂. В экономической модели при умножении данной ставки на массу закачиваемого CO₂ получаем денежный поток, который ежегодно вычитается из денежного потока государства и прибавляется к денежному потоку НГК. Ежегодная величина налоговой льготы составила 90,1 млн руб.

Следующим шагом выполняется экономическая оценка классическим методом DCF при заданных параметрах (табл. 2), найденном предельном значении цены 1 т CO₂ и вычисленной ставке налоговой льготы. Результаты оценки представлены в приложении Б.

Результаты показывают, что экономический эффект проекта в виде чистой приведенной стоимости и для НГК, и для государства составляет 0 руб., что удовлетворяет условию экономической эффективности.

Проводится анализ чувствительности для ставки налоговой льготы (при номинальной цене CO₂, 10 614 руб./т). Авторами рассматриваются пять параметров: цена нефти, курс доллара, величина капитальных затрат, требуемый объем CO₂ и величина прироста добычи (табл. 4 и рис. 5).

Таблица 4

Анализ чувствительности для ставки налоговой льготы

	-50%	-25%	0%	25%	50%	Критическое отклонение, %
Цена нефти	3650,16	2177,62	705,08	-767,45	-2239,99	+12
Курс доллара	3650,16	2177,62	705,08	-767,45	-2239,99	+12
Капитальные затраты	245,21	475,15	705,08	935,02	1164,96	-77
Объем CO ₂	-1774,06	-121,30	705,08	1200,91	1531,47	-22
Прирост добычи	2404,53	1554,81	705,08	-144,64	-994,37	+20,7

Источник: составлено авторами.

Анализ показал, что наиболее чувствительна потенциальная ставка налоговой льготы к колебаниям рыночной цены нефти и курса доллара (рис. 5, графики чувствительности к цене нефти и курсу доллара совпадают). При увеличении одного из показателей на 12% значение ставки налоговой льготы примет значение 0, что говорит о равномерном распределении экономического эффекта для НГК и государства даже без введения налоговой льготы.

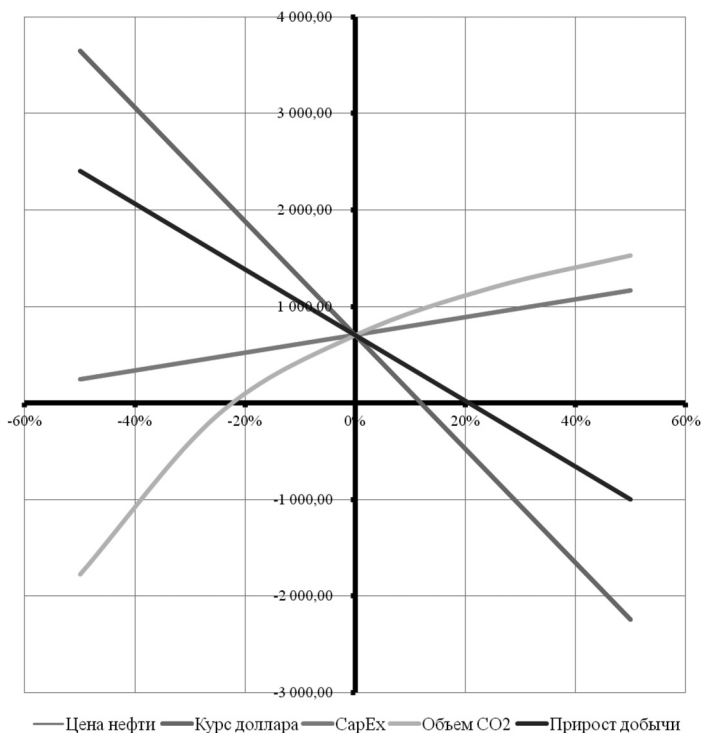


Рис. 5. Анализ чувствительности для ставки налоговой льготы (при номинальной цене 1 т CO₂)

Источник: составлено авторами.

Превышение цены нефти или курса доллара более, чем на 12%, обуславливает отрицательную величину для ставки. Экономический смысл отрицательной ставки в данном исследовании — НГК должна еще больше «заплатить» государству, чтобы экономический эффект от проекта равномерно распределился между государством и НГК.

Однако авторы полагают, что при повышении, например, цен на нефть также повысится предельная цена 1 т CO₂ (табл. 3), что, в свою очередь, приблизит интегральный экономический эффект от проекта для госу-

дарства и НГК к 0, в результате чего значение ставки налоговой льготы примет значение, близкое к номинальным (для данного исследования) 705,08 руб./т CO₂.

Влияние других параметров на величину ставки налоговой льготы (при номинальной цене 1 т CO₂) представлены на рис. 5.

Обсуждение

В силу того, что технологическая часть исследования проведена на основе данных о месторождении в Западной Сибири (ХМАО), полученные результаты в виде обоснования вариантов реализации проекта закачки CO₂ в пласт, носят, скорее, частный характер. Вместе с тем, рассчитанные технологические показатели соотносятся с мировым и отечественным опытом применения технологий. Так, полученное проектное соотношение массы дополнительной добычи нефти к закачиваемому CO₂ варьирует в пределах 0,570–0,697 т/т, тогда как в научной литературе известно о проектах, где данное соотношение достигало 5–9 т/т и начиналось от 0,2–0,4 т/т (VYGON Consulting, 2021; Калинин, Морозюк, 2019; Даришев и др., 2023).

При моделировании полной технологической цепи УХУ важно, чтобы эмитент находился на доступном расстоянии от места закачки CO₂. Удаленность объектов друг от друга существенно влияет на капитальные затраты на строительство трубопровода (доля последних — до 30% в общей структуре затрат). Так, определено, что для варианта 1 потенциальным объектом улавливания может быть Когалымский НПЗ с ежегодными выбросами около 120 тыс. т (согласно установленной мощности и удельным выбросам компании-оператора в сфере нефтепереработки (ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», н.д.)), расположенный в 84 км от рассматриваемого месторождения. Для вариантов 2–5 возможный объект улавливания расположен в 200 км — Сургутская ГРЭС с выбросами около 14 млн т/год (Юнипро, 2021). Такой значительный потенциал улавливания позволяет создать резерв мощности трубопровода и газокompрессорной станции для последующего включения в технологическую цепь других, более удаленных месторождений.

Главным результатом исследования является разработка универсальных методик определения предельной цены 1 т CO₂ (10 614,10 руб.) и ставки налоговой льготы (705,08 руб./т CO₂), при которых проект закачки CO₂ в пласт отвечает условию интегральной экономической эффективности как для НГК, так и для государства. Авторами также предложен показатель экономически эквивалентного годового объема добычи нефти, который используется в описанных методиках для возможности проведения экономических расчетов. Важно отметить, что данные результаты получены авторами впервые в сравнении с исследованиями, посвященными

построению экономических отношений в рамках реализации технологических цепей и оценке экономической эффективности проектов УХУ.

Результаты апробации позволяют сопоставить полученную предельную цену 1 т CO_2 с потенциальными затратами компании-эмитента на улавливание. Согласно (NPC, 2019), суммарные удельные капитальные и операционные затраты на улавливание углекислого газа могут варьировать в пределах 21–290 долл./т в зависимости от отрасли-адаптера технологий, где самыми «дорогими» являются энергетические объекты, в частности тепловые электростанции. Для ГРЭС, например, суммарные удельные затраты на улавливание могут составлять 93–290 долл./т (7,8–24,5 тыс. руб., согласно среднегодовому курсу доллара в 2023 г.) — найденное значение предельной цены 1 т CO_2 по проекту проходит по нижней границе.

При рассчитанном значении предельной цены 1 т CO_2 рассматриваемый проект остается нерентабельным для НГК и приносит доход только государству за счет налогов, в связи с чем для поддержки проекта предложена налоговая льгота по аналогии с возвратным налоговым кредитом 45Q. При применении данного механизма с действующей ставкой в США (60 долл./т), затраты государства за 14 лет реализации проекта по варианту 1 составят более 9 млрд руб., тогда как при расчетной ставке налоговой льготы почти в 7 раз меньше — около 1,3 млрд руб., что более целесообразно в условиях ограниченности бюджета.

Заключение

Полученные результаты исследования вносят вклад в развитие методического обеспечения принятия управленческих решений в части установления экономических отношений между компаниями-эмитентами CO_2 и НГК при реализации полных технологических цепочек УХУ, а также планирования и реализации государственных мер поддержки таких проектов в условиях формирующейся климатической политики. Кроме того, исследование расширяет концептуальные представления о возможностях реализации технологических цепочек УХУ в России с использованием углекислого газа для повышения нефтеотдачи. Все это определяет научную значимость исследования.

Разработанные авторами универсальные методики несут практическую значимость и могут быть применены как на уровне частного бизнеса при планировании проектов улавливания и хранения CO_2 , так и на государственном в части определения мер и величины финансовой поддержки применительно к таким инициативам. Предложенная и апробированная методика определения предельной цены 1 т CO_2 может быть использована при формировании углеродного рынка в России. Определение ставки налоговой льготы, предоставляемой государством компаниям, реализующим

проекты закачки CO_2 в пласт для повышения нефтеотдачи, согласно разработанному подходу, позволит формировать действенную государственную политику, основанную на соблюдении интересов государства и частного бизнеса в условиях ограниченности бюджета.

Список литературы

Брейли, Р., & Майерс, С. (2010). *Принципы корпоративных финансов*. 2-е изд. М.: ОлимпБизнес.

Буш, Д., & Даниел, Д. (2003). *Управление финансами в международной нефтяной компании*. М.: Олимп-Бизнес.

Дарищев, В. И., Харланов, С. А., Бабинцев, Ю. И., Зиновьев, А. В., & Антонова, Д. О. (2023). Реализация технологии закачки CO_2 Huff & Puff как метода интенсификации добычи высоковязкой нефти. *Бурение и Нефть*, 3.

Калинин, С. А., & Морозюк, О. А. (2019). Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта. *Вестник ПНИПУ*, 19(4), 373–387. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.4.6>.

Минфин России. (2024). *О средней цене на нефть марки Urals*. Дата обращения 20.04.2024, https://minfin.gov.ru/ru/press-center/?id_4=38813-o_srednei_tsene_na_neft_marki_urals.

Московская школа управления СКОЛКОВО. (2021). *Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России*. Дата обращения 02.04.2024, https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf.

ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь». (н.д.). *Переработка нефти и газа*. Дата обращения 20.06.2024, <https://zs.lukoil.ru/ru/Activities/Refining>.

Распоряжение Правительства РФ об утверждении «Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». (2021, 29 октября) от 29.10.2021 (№ 3052-р).

ФАС. (2023). *Индикативный тариф на транспортировку нефти*. Дата обращения 22.04.2024, <https://fas.gov.ru/pages/Indikativnii-tarif-na-transportirovku-nefti-za-IV-kvartal-2023-goda>.

Федеральная служба государственной статистики. (н.д.). *Официальный сайт*. Дата обращения 05.04.2024, <https://rosstat.gov.ru/>.

ЦБ РФ. (н.д.). *Официальный сайт*. Дата обращения 05.04.2024, <https://www.cbr.ru/>.

Череповицына, А. А., Череповицын, А. Е., & Кузнецова, Е. А. (2024). Проекты улавливания, хранения и использования CO_2 и их экономическая целесообразность. *ЭКО*, 54(1), 117–131. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131>.

Юнипро. (2021). *Годовой отчет*. Дата обращения 01.07.2024, https://www.unipro.energy/shareholders/disclosure/annual_reports/interactive/2021/?/ru/94-emissions.

Budinis, S., Krevor, S., Mac Dowell, N., Brandon, N., & Hawkes, A. (2018). An assessment of CCS costs, barriers and potential. *Energy Strategy Reviews*, 22, 61–81. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.003>.

Fan, J. L., Yu, P., Li, K., Xu, M., & Zhang, X. (2022). A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China. *Energy*, 242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123003>.

Global CCS Institute (2020). *Brief. The US Section 45Q Tax Credit for Carbon Oxide Sequestration: An Update*. Retrieved October 08, 2025, from https://cdrlaw.org/wp-content/uploads/2020/10/45Q_Brief_in_template_LL.B.pdf.

IEA. (2023). *CCUS Policies and Business Models*. Retrieved April 12, 2024, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0cb5c89-3bd4-4efd-8ef5-57dc327a02d6/CCUSPoliciesandBusinessModels.pdf>.

IEA. (2023). *World Energy Outlook*. Retrieved April 12, 2024, from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.

Marin, E., Ponomarenko, T., & Dirani, F. (2025). Designing and Modeling Value-Added Production Sharing Contracts (VAPSC): From Offshore Gas to LNG in Lebanon. *Resources*, 14(5), 79. <https://doi.org/10.3390/resources14050079>.

NPC. (2019). *Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage*. Retrieved May 3, 2024, from <https://dualchallenge.npc.org/>.

Rose, P. R. (n.d.). *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, AAPG methods in exploration series*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.

Shah, C., Raut, S., Kacha, H., Patel, H., & Shah M. (2021). Carbon capture using membrane-based materials and its utilization pathways. *Chemical Papers*, 75(9), 4413–4429. <https://doi.org/10.1007/s11696-021-01674-z>.

Skobelev, D.O., Cherepovitsyna, A.A., & Guseva, T.V. (2023). Carbon capture and storage: net zero contribution and cost estimation approaches. *Journal of Mining Institute*, 259, 125–140. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.10>.

YVGON Consulting. (2021). *CCUS: монетизация выбросов CO₂*. Retrieved May 05, 2024, from https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7ome167wi4dbao9fnsqs fj13/vygon_consulting_CCUS.pdf.

Yun, S., Lee, S., Jang, M. G., & Kim, J. K. (2021). Techno-economic assessment of CO₂ capture integrated coal-fired power plant with energetic analysis. *Energy*, 236, 121493. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121493>.

Zuo, M., Chen, H., Qi, X., Liu, X., Xu, C., Yu, H., Sidi Brahim, M., Wu, Y., & Liu, H. (2023). Effects of CO₂ injection volume and formation of in-situ new phase on oil phase behavior during CO₂ injection for enhanced oil recovery (EOR) in tight oil reservoirs. *Chemical Engineering Journal*, 452. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.139454>.

References

Breiley, R., & Myers, S. (2010). *Principles of corporate Finance*. 2nd ed. M.: Olimpbusiness.
Bush, D., & Daniel, D. (2003). *Financial Management in an International oil company. International Oil Company Financial Management in Non-Technical Language*. M.: Olymp-Business.

Central Bank of the Russian Federation. (n.d.). *Official website*. Retrieved April 05, 2024, from <https://www.cbr.ru/>.

Cherepovitsyna, A. A., Cherepovitsyn, A. E., & Kuznetsova E. A. (2024). CO₂ Capture, Storage and Utilization Projects: Their Economic Viability. *ECO Journal*, 54(1), 117–131. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131>.

Darischev, V. I., Kharlanov, S. A., Babinets, Yu. I., Zinoviev, A. V., & Antonova D. O. (2023). Implementation of CO₂ Injection Technology Huff & Puff as a Method of Intensifying the Production of High-Viscosity Oil. *Burenie i nefi*, 3.

Federal Antimonopoly Service of the Russian Federation. (2023). *Indicative tariff for oil transportation*. Retrieved April 22, 2024, from <https://fas.gov.ru/pages/Indikativnii-tarif-na-transportirovku-nefti-za-IV-kvartal-2023-goda>.

Federal State Statistics Service. (n.d.). *Official website*. Retrieved April 5, 2024, from <https://rosstat.gov.ru/>.

Kalinin, S. A., & Morozuk, O. A. (2019). Using Carbon Dioxide to Develop Highly Viscous Oil Fields in Carbonate Reservoirs. Global Experience Analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 19(4), 373–387. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.4.6>.

LLC “LUKOIL-Western Siberia”. (n.d.). *Oil and gas refining*. Retrieved June 20, 2024, from <https://zs.lukoil.ru/ru/Activities/Refining>.

Moscow School of Management SKOLKOVO. (2021). *Decarbonization in the oil and gas industry: international experience and priorities of Russia*. Retrieved April 2, 2024, from https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf.

The Decree of the Government of the Russian Federation on the approval of the “Strategy of socio-economic development of the Russian Federation with low greenhouse gas emissions until 2050”. (2021, October 29) dated 29.10.2021 (No. 3052-r).

The Ministry of Finance of Russia. (2024). *About the average price of Urals crude oil*. Retrieved April 20, 2024, from https://minfin.gov.ru/ru/press-center/?id_4=38813-o-srednei_tsene_na_neft_marki_urals.

Unipro. (2021). *The annual report*. Retrieved July 1, 2024, from https://www.unipro.energy/shareholders/disclosure/annual_reports/interactive/2021/?/ru/94-emission.

Таблица А.1

Оценка экономической эффективности проекта при предельном значении цены 1 т CO₂, млн руб.

Нефтегазовая компания															
Показатель / Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Прирост добычи нефти, тыс. т	–	9,18	27,53	45,89	64,24	82,59	100,95	110,13	110,15	103,28	89,36	75,00	60,28	45,23	33,30
Прирост выручки	0,0	321,3	964,0	1606,7	2249,4	2892,1	3534,7	3856,1	3857,1	3616,4	3128,9	2626,2	2110,6	1583,8	1166,1
Капитальные затраты	1489,8	372,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Заключаемая масса CO ₂ , тыс. т/год	–	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8
Прирост OpEx	0,0	91,2	273,5	455,8	638,1	820,4	1002,7	1093,8	1094,1	1025,8	887,5	744,9	598,7	449,3	330,8
Прирост затрат (транспортировка и закачка CO ₂)	0,0	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
Прирост АО	0,0	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
Прирост затрат (покупка CO ₂)	0,0	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133
Изменение НДС	0,0	8,4	25,3	42,2	59,0	75,9	92,8	101,2	101,2	94,9	82,1	68,9	55,4	41,6	30,6
Изменение налога на имущество	0,0	38,8	35,9	33,0	30,2	27,3	24,4	21,5	18,7	15,8	12,9	10,1	7,2	4,3	1,4
Прибыль до налогообложения	0,0	–1303,9	–857,6	–411,2	35,2	481,6	928,0	1152,6	1156,2	993,0	659,4	315,4	–37,6	–398,2	–683,6
Налог на прибыль ⁶	0,0	–260,8	–171,5	–82,2	7,0	96,3	185,6	230,5	231,2	198,6	131,9	63,1	–7,5	–79,6	–136,7

⁶ Если отрицательное значение, то экономия на налоге на прибыль.

Нефтегазовая компания															
Показатель / Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Изменение чистой прибыли	0,0	-1043,2	-686,0	-328,9	28,2	385,3	742,4	922,1	924,9	794,4	527,5	252,3	-30,1	-318,6	-546,9
Изменение денежного потока	-1489,8	-1285,0	-555,4	-198,3	158,8	515,9	873,0	1052,7	1055,5	925,0	658,1	382,9	100,5	-188,0	-416,3
Изменение DCF _к	-1489,8	-1168,2	-459,0	-149,0	108,4	320,3	492,8	540,2	492,4	392,3	253,7	134,2	32,0	-54,4	-109,6
Изменение NPV _к	-663,7														
Государство															
Изменение денежного потока	0,0	-213,6	-110,3	-7,0	96,2	199,5	302,8	353,3	351,1	309,3	226,9	142,1	55,1	-33,8	-104,7
Изменение DCF _г	0,0	-194,2	-91,2	-5,3	65,7	123,9	170,9	181,3	163,8	131,2	87,5	49,8	17,5	-9,8	-27,6
Изменение NPV _г	663,7														

Таблица Б.1

Оценка экономической эффективности проекта при предельном значении цены 1 т CO₂ и ставки налоговой льготы, млн руб.

Нефтегазовая компания															
Показатель / Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Прирост добычи, тыс. т	–	9,18	27,53	45,89	64,24	82,59	100,95	110,13	110,15	103,28	89,36	75,00	60,28	45,23	33,30
Прирост выручки	0,0	321,3	964,0	1606,7	2249,4	2892,1	3534,7	3856,1	3857,1	3616,4	3128,9	2626,2	2110,6	1583,8	1166,1
Капитальные затраты	1489,8	372,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Закладываемая масса CO ₂ , тыс. т/год	–	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8	127,8
Прирост OpEx	0,0	91,2	273,5	455,8	638,1	820,4	1002,7	1093,8	1094,1	1025,8	887,5	744,9	598,7	449,3	330,8
Прирост затрат (транспортировка и закачка CO ₂)	0,0	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4	223,4
Прирост АО	0,0	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
Прирост затрат (покупка CO ₂)	0,0	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133
Изменение НДСИ	0,0	8,4	25,3	42,2	59,0	75,9	92,8	101,2	101,2	94,9	82,1	68,9	55,4	41,6	30,6
Изменение налога на имущество	0,0	38,8	35,9	33,0	30,2	27,3	24,4	21,5	18,7	15,8	12,9	10,1	7,2	4,3	1,4
Прибыль до налогообложения	0,0	–1303,9	–857,6	–411,2	35,2	481,6	928,0	1152,6	1156,2	993,0	659,4	315,4	–37,6	–398,2	–683,6
Налог на прибыль ⁷	0,0	–260,8	–171,5	–82,2	7,0	96,3	185,6	230,5	231,2	198,6	131,9	63,1	–7,5	–79,6	–136,7

⁷ Если отрицательное значение, то экономия на налоге на прибыль.

Нефтегазовая компания															
Показатель / Период	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Изменение чистой прибыли	0,0	-1043,2	-686,0	-328,9	28,2	385,3	742,4	922,1	924,9	794,4	527,5	252,3	-30,1	-318,6	-546,9
Налоговая льгота	0,0	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
Изменение денежного потока	-1489,8	-1194,9	-465,3	-108,2	248,9	606,0	963,1	1142,8	1145,6	1015,1	748,2	473,0	190,6	-97,9	-31126,2
Изменение DCF _к	-1489,8	-1086,3	-384,6	-81,3	170,0	376,3	543,6	586,4	534,4	430,5	288,5	165,8	60,7	-28,4	-85,9
Изменение NPV _к	0														
Государство															
Налоговая льгота	0,0	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1	-90,1
Изменение денежного потока	0,0	-303,7	-200,4	-97,1	6,2	109,4	212,7	263,2	261,0	219,2	136,8	52,0	-35,0	-123,9	-194,8
Изменение DCF _г	0,0	-276,1	-165,6	-73,0	4,2	67,9	120,1	135,1	121,8	93,0	52,8	18,2	-11,2	-35,9	-51,3
Изменение NPV _г	0														