

Внутренняя цена на углерод как критерий оценки инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях экономического развития страны с низким уровнем выбросов парниковых газов

Л.И. Ягафарова,

специалист 1 категории, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (e-mail: yagafarova01@yandex.ru)

И.Н. Глазкова,

канд. экон. наук, доцент, доцент, ГАОУ ВО Альметьевский государственный технологический университет высшая школа нефти (e-mail: glazkovain@mail.ru)

С.М. Нурийахметова,

канд. экон. наук, доцент, доцент кафедры экономики производства, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт управления, экономики и финансов (e-mail: Svetanur-agni@mail.ru)

Аннотация. В статье исследуется роль внутренней цены на углерод как критерия оценки инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в странах с низким уровнем выбросов. Рассматриваются методологические подходы к формированию цены, практика ее применения и особенности адаптации к национальным экономическим условиям. Особое внимание уделено интеграции углеродного фактора в инвестиционные решения.

Abstract. The article examines the role of the internal price of carbon as a criterion for assessing investment projects of oil and gas companies in low-emission countries. It considers methodological approaches to price formation, the practice of its application and the features of adaptation to national economic conditions. Particular attention is paid to the integration of the carbon factor into investment decisions.

Ключевые слова: внутренняя цена на углерод, нефтегазовые компании, инвестиционные проекты, низкоуглеродное развитие, климатические риски.

Keywords: domestic carbon price, oil and gas companies, investment projects, low-carbon development, climate risks.

В современных условиях глобальной энергетической трансформации внутренняя цена на углерод становится важнейшим инструментом управления климатическими рисками для нефтегазовых компаний. Особую актуальность данный механизм приобретает для стран с низким уровнем выбросов парниковых газов, где отсутствуют развитые системы углеродного регулирования [1]. Согласно данным Energy Policy (2024), 67% международных нефтегазовых компаний уже внедрили ВЦУ, в то время как в странах с низкими выбросами этот показатель не превышает 24% [1]. Внедрение ВЦУ позволяет компаниям заранее учитывать потенциальные климатические издержки при оценке инвестиционных проектов, что критически важно в условиях ужесточения международных экологических стандартов.

Этот инструмент особенно важен в контексте растущего давления со стороны инвесторов и финансовых институтов, все чаще связывающих доступ к капиталу с демонстрацией эффективных стратегий управления климатическими рисками и соответствием принципам ESG (Environmental, Social, Governance). Крупные инвестиционные фонды и банки все активнее внедряют собственные углеродные цены при оценке кредитоспособности и инвестиционной привлекательности компаний, особенно в капиталоемких секторах, таких

как нефтегазовый. Таким образом, ВЦУ трансформируется из внутреннего инструмента планирования в критический фактор внешней финансовой устойчивости. Для компаний из стран с низким уровнем выбросов, часто испытывающих сложности с привлечением международных инвестиций, разработка и прозрачное применение надежной методологии ВЦУ становится ключевым элементом повышения инвестиционной привлекательности в глазах глобального финансового сообщества.

Концепция внутренней цены на углерод представляет собой методологический подход к оценке стоимости углеродного следа производственных процессов и продукции. В отличие от регулируемых государством систем углеродного налогообложения или торговли квотами, внутренняя цена устанавливается компаниями добровольно и используется преимущественно для стратегического планирования и управления рисками [2]. Для нефтегазового сектора, характеризующегося высокой капиталоемкостью и длительными сроками окупаемости проектов, учет углеродного фактора становится обязательным условием обеспечения долгосрочной конкурентоспособности. Кроме того, именно на долю топливно-энергетического комплекса приходится основная часть всех выбросов парниковых газов в РФ (табл. 1).

Таблица 1

Использование ВЦУ российскими компаниями в разбивке по отраслям

Отрасль	Количество компаний, использующих ВЦУ	Количество компаний, планирующих начать использовать ВЦУ в течение 2-х лет
Нефтяная и нефтегазовая промышленность	4	0
Черная металлургия	2	1
Цветная металлургия	2	1
Химическая и нефтехимическая промышленность	1	2
Электроэнергетика	0	2
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	1	0
Промышленность драгоценных металлов и алмазов	2	0
Итого	12	6

Источник: составлено авторами

Представленные в таблице 1 данные наглядно демонстрируют, что нефтегазовая отрасль России, несмотря на свою значимость для экономики и высокую подверженность климатическим рискам, демонстрирует определенную консервативность во внедрении ВЦУ. Четыре компании, уже использующие этот инструмент, представляют, как правило, крупнейших игроков с активным присутствием на международных рынках и, следовательно, более остро чувствующих давление глобальных трендов декарбонизации и требований инвесторов. Отсутствие компаний, планирующих внедрение ВЦУ в ближайшие два года в этом секторе, вызывает вопросы относительно долгосрочной готовности отрасли к системным изменениям, связанным с энергопереходом. Это может быть обусловлено несколькими факторами: неопределенностью национального углеродного регулирования (несмотря на эксперимент на Сахалине), фокусом на краткосрочные операционные вызовы в условиях санкционного давления, а также недостатком методических разработок и экспертизы, адаптированных именно к российским реалиям низкоуглеродного развития. Преодоление этих барьеров требует как усилий со стороны компаний в части развития внутренних компетенций и интеграции климатической повестки в стратегию, так и более четких сигналов и поддержки со стороны регулятора в формировании предсказуемой среды.

Более того, специфика российской экономики, где значительная доля выбросов действительно приходится на ТЭК (как показано далее), но при этом общие абсолютные выбросы на душу населения или в сравнении с ВВП могут быть ниже, чем в некоторых индустриально развитых странах, создает уникальный контекст для применения ВЦУ. Низкий уровень выбросов в данном случае не означает отсутствия проблемы, а скорее указывает на необходимость превентивных мер для избежания роста углеродоемкости по мере развития. ВЦУ здесь может стать инструментом «догоняющей» декарбонизации, позволяющим встраивать климатические соображения в инвестиционные решения уже сейчас, не дожидаясь появления жестких внешних регуляторных рамок или потери конкурентоспособности на экспортных рынках с высокими углеродными барьерами.

В современной практике применяются различные методики определения внутренней цены на углерод, каждая из которых имеет свои преимущества и ограничения. Наиболее распространенными являются затратный подход, учитывающий фактические издержки на снижение выбросов, и рыночный подход, ориентирующийся на сложившиеся цены в системах торговли квотами [3]. Для нефтегазовых компаний особое значение приобретает прогнозный подход, который позволяет моделировать будущую стоимость углерода с учетом ожидаемых изменений климатического регулирования (Таблица 2).

Распределение методов формирования ВЦУ в ТЭК, %

Таблица 2

Наименование метода	Доля применения, %	Преимущества
Затратный	45	Учет реальных издержек на декарбонизацию
Рыночный	35	Ориентация на рыночные котировки
Прогнозный	20	Учет будущих регуляторных изменений

Источник: составлено авторами

Доминирование затратного подхода (45%) отражает текущую стадию развития ВЦУ во многих компаниях, особенно в странах с формирующимиися системами регулирования. Он относительно прост для понимания и расчета, опираясь на известные или планируемые затраты компаний на конкретные проекты по сокращению выбросов (энергoeffективность, модернизацию, ВИЭ). Однако его существенный недостаток – реагивность. Он плохо учитывает долгосрочные, системные риски, связанные с глобальным ужесточением климатической политики и возможным резким ростом стоимости углерода на международных рынках или в результате введения трансграничных механизмов. Рыночный подход (35%), ориентирующийся на текущие котировки (например, на EU ETS), дает важный сигнал о конъюнктуре, но также несет риски, особенно для компаний из стран с низким уровнем выбросов. Цены на развитых рынках могут не отражать специфику национальной экономики, технологические возможности или социально-экономические ограничения, и их прямое применение может привести к завышению потенциальных издержек и блокировке даже необходимых инвестиций.

Именно поэтому прогнозный подход (20%), несмотря на свою методологическую сложность и зависимость от качества сценариев, представляет наибольший стратегический интерес, особенно для нефтегазовых компаний с их долгосрочными инвестиционными циклами. Его развитие требует построения комплексных моделей, учитывающих не только ожидаемую траекторию национального регулирования (включая потенциальное введение налога или СТВ), но и глобальные сценарии, динамику развития ключевых технологий декарбонизации (водород, ВИЭ), эволюцию трансграничных углеродных корректировок (СВАМ и их аналоги), а также макроэкономические факторы. Для российских компаний критически важно разрабатывать такие прогнозные модели, адаптированные к сценариям низкоуглеродного развития именно российской экономики, а не просто копировать зарубежные траектории. Это позволит устанавливать внутренние цены, которые адекватно отражают будущие риски и возможности в их специфическом контексте.

Важным аспектом методологии является дифференциация цены в зависимости от типа выбросов. Как правило, выделяют три категории:

Scope 1 (прямые выбросы), Scope 2 (косвенные энергетические выбросы) и Scope 3 (прочие косвенные выбросы). Для нефтегазовых компаний наибольшую сложность представляет учет выбросов Scope 3, которые могут составлять до 80-90% от общего углеродного следа [4]. При этом именно эти выбросы наиболее значимы с точки зрения долгосрочных инвестиционных рисков (Рисунок 1).

Сложность учета Scope 3 обусловлена несколькими фундаментальными факторами. Во-первых, это вопрос границ ответственности и методологии расчета. Выбросы категории Scope 3 возникают на противоположных концах цепочки создания стоимости: «вверх по течению» (Upstream Scope 3) – при добыче и транспортировке сырья и материалов, закупаемых компанией (например, выбросы при производстве стали для труб или электроэнергии для подрядчиков), и «вниз по течению» (Downstream Scope 3) – при использовании конечными потребителями произведенных компанией нефтепродуктов, газа или электроэнергии. Оценка этих выбросов требует сбора огромного массива данных от множества контрагентов по всей цепочке поставок и использования сложных моделей распределения выбросов для конечного использования продукции, что часто сопряжено с высокой неопределенностью и необходимостью использования усредненных или оценочных данных. Во-вторых, управление этими выбросами выходит далеко за пределы прямого контроля компании. Влияние на выбросы Scope 3 требует комплексных стратегий: от работы с поставщиками над снижением углеродоемкости их продукции и услуг (зеленые закупки) до кардинального изменения продуктового портфеля в сторону низкоуглеродных энергоносителей (биотопливо, водород, СПГ) и инвестиций в технологии улавливания углерода, которые могут снизить углеродный след конечного использования углеводородов. Интеграция стоимости Scope 3 в ВЦУ через прогнозный подход позволяет количественно оценить будущие риски «застройования» в активах, связанные с потенциальным падением спроса на высокоуглеродные продукты, или преимущества раннего входа в новые низкоуглеродные рынки.

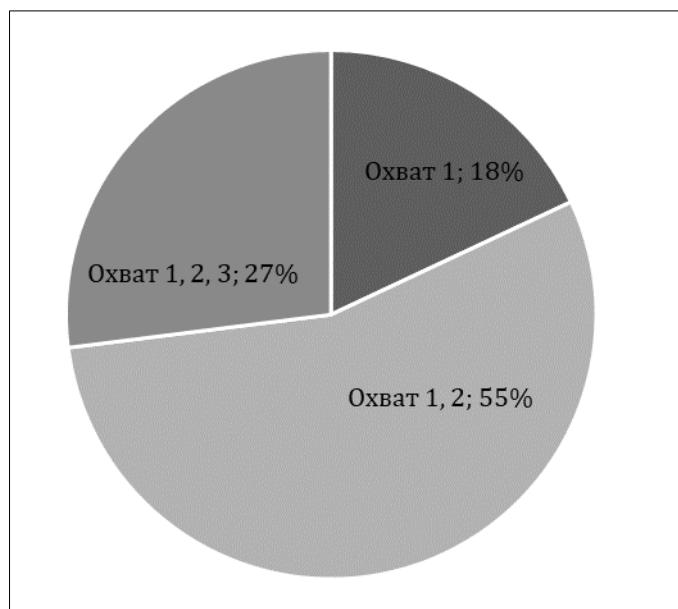


Рис. 1. Характеристика охвата цепочки создания ценности внутренними ценами на углерод
Источник: составлено авторами

Особенности применения внутренней цены на углерод в странах с низким уровнем выбросов связаны с отсутствием развитой нормативной базы и рыночных механизмов ценообразования. В таких условиях компании вынуждены ориентироваться на международные практики,

адаптируя их к местным экономическим реалиям. Ключевыми факторами адаптации становятся уровень технологического развития, структура энергобаланса и конкурентные позиции на глобальных рынках [5].

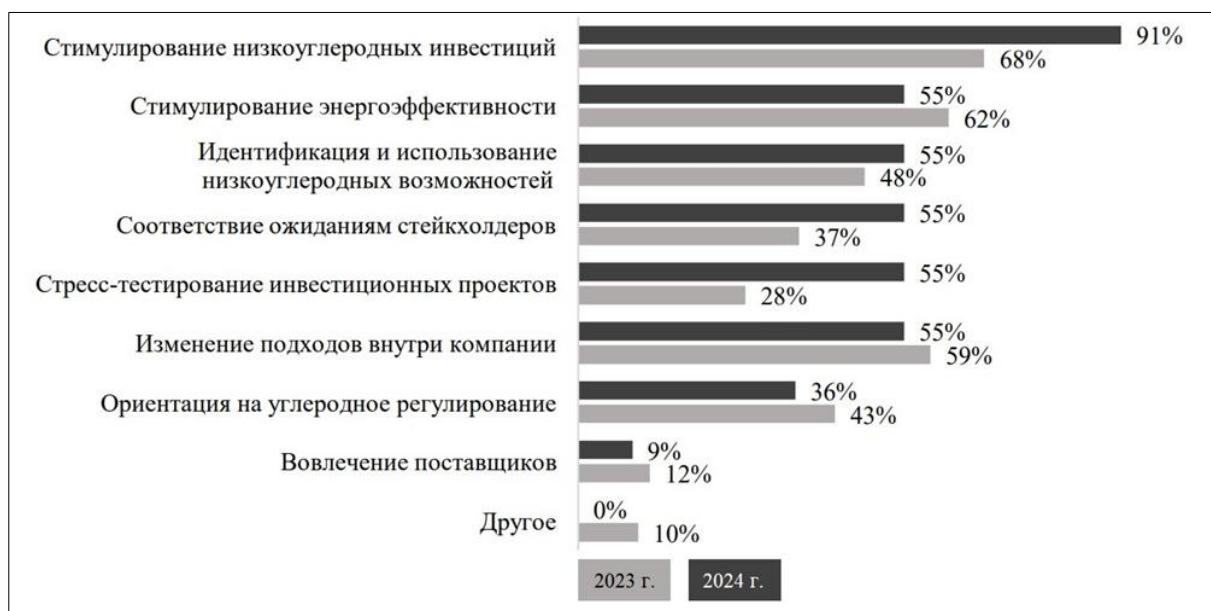


Рис. 2. Характеристика основных целей использования ВЦУ 2023-2024 гг.
Источник: составлено авторами.

Анализ опыта ведущих нефтегазовых компаний показывает, что внутренняя цена на углерод становится стандартным инструментом

управления климатическими рисками. Большинство международных корпораций используют значения в диапазоне от 40 до 100 долларов за

тонну СО₂-эквивалента, при этом наблюдается устойчивая тенденция к росту этих показателей [3]. Для российских компаний характерны более низкие значения внутренней цены, что отражает специфику национального регулирования и экономические условия.

Конкретные примеры иллюстрируют этот разрыв и подходы к адаптации. Крупнейшие международные компании, такие как Shell, BP, TotalEnergies, уже несколько лет используют ВЦУ в диапазоне 40-100 долл./т СО₂-экв., а некоторые (например, датская Ørsted в своем энергопереходе) закладывают в сценарии цены до 150 долл./т к 2030 году. Для них ВЦУ – активный инструмент перераспределения инвестиций: высокие углеродные издержки делают традиционные проекты разведки и добычи нефти менее привлекательными по сравнению с инвестициями в возобновляемую энергетику, биотопливо, зарядную инфраструктуру для электромобилей или розничный бизнес с низким углеродным следом. В российской практике известны примеры применения ВЦУ на уровне 5-15 долл./т СО₂-экв. (например, в «Газпром нефти», «Лукойле», «Роснефти»). Эти значения, безусловно, существенно ниже международных и отражают, прежде всего, затраты на реализацию конкретных проектов по повышению энергоэффективности или утилизации ПНГ, а также консервативные прогнозы развития национального углеродного регулирования. Однако даже на этом уровне ВЦУ начинает выполнять свою функцию: она позволяет сравнивать проекты между собой по углеродному критерию, выявлять «углеродных аутсайдеров» в портфеле и закладывать минимальную «климатическую премию» при оценке новых вложений. Интересен опыт Саудовской Аравии (также страна с относительно низким уровнем выбросов на душу населения, но высокой зависимостью от нефти), где Saudi Aramco применяет ВЦУ около 50 долл./т, что отражает ее амбиции по диверсификации экономики (Vision 2030). Норвежская Equinor, работающая в условиях жесткого регулирования и высоких налогов на выбросы, использует ВЦУ около 55 долл./т и планирует ее рост. Эти примеры показывают, что уровень ВЦУ в странах с низким уровнем выбросов может существенно варьироваться в зависимости от конкретных экономических амбиций, экспортной ориентации и готовности к трансформации.

Крайне важным является вопрос транспарентности методологии расчета и применения ВЦУ. Инвесторы и стейкхолдеры все чаще требуют раскрытия не только самого значения используемой цены, но и обоснования ее уровня, применяемых допущений, сценариев, границ охвата (Scope 1, 2, 3?), и главное – реального влияния этой цены на принятые инвестиционные решения. Демонстрация того, что ВЦУ не является просто «бумажным» инструментом, а реально ме-

няет распределение капитала в пользу низкоуглеродных решений, становится ключевым фактором доверия.

Внедрение внутренней цены на углерод представляет собой важный шаг в адаптации нефтегазовых компаний к условиям глобального энергоперехода. Для стран с низким уровнем выбросов особое значение приобретает разработка методических подходов, учитывающих специфику национальной экономики и отраслевые особенности. Дальнейшее развитие методологии должно быть направлено на совершенствование механизмов учета косвенных выбросов, разработку отраслевых коэффициентов и создание систем мониторинга эффективности применяемых решений.

Библиографический список:

1.Методы формирования внутренней цены на углерод для компаний топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс] / Energy Policy. - 2024. - Режим доступа: <https://energypolicy.ru/metody-formirovaniya-vntrennej-ceny-na-uglerod-dlya-kompanij-toplivno-energeticheskogo-kompleksa/energoperehod/2024/14/29/>

2.Цена углерода и ее влияние на инвестиционные проекты промышленных нефтегазовых компаний [Электронный ресурс] / КиберЛенинка. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsena-ugleroda-i-ee-vliyanie-na-investitsionnye-proekty-promyshlennyh-neftegazovyh-kompaniy/viewer>

3.О цене на углерод: международные тенденции и концепция ее формирования в России [Электронный ресурс] / Energy Policy. - 2024. - Режим доступа: <https://energypolicy.ru/o-czene-na-uglerod-mezhdunarodnye-tendencii-i-konceptziya-ee-formirovaniya-v-rossii/energoperehod/2024/14/29/>

4.Внутренняя цена углерода как инструмент управления климатическими рисками [Электронный ресурс] / Экономические стратегии. - Режим доступа: <https://esj.today/33favn223.html>

5.Цена на углерод: как, где и сколько? [Электронный ресурс] / Нефтегазовая вертикаль. - Режим доступа: <https://ngv.ru/articles/tsena-na-uglerod-kak-gde-i-skolko/>

6.Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Углеродное регулирование в России: первые итоги сахалинского эксперимента и перспективы национальной системы: аналитический доклад. Москва: Изд-во Московской школы управления СКОЛКОВО, 2023. 48 с.

7.Организация экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Pricing Greenhouse Gas Emissions: Turning Climate Targets into Climate Action [Оценка выбросов парниковых газов: Превращение климатических целей в климатические действия]. Париж: OECD Publishing, 2022. 200 с. DOI: 10.1787/e9778969-en.

Дата поступления рукописи в редакцию
22.06.2025

Дата принятия рукописи в печать
27.06.2025