

Федеральное государственное образовательное бюджетное учреждение
высшего образования
«Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

На правах рукописи

Попова Евгения Александровна

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ
ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ
В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика: экономика промышленности

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель

Шаркова Антонина Васильевна,
доктор экономических наук, профессор

Москва – 2024

Оглавление

Введение.....	4
Глава 1 Предпосылки декарбонизации и необходимость ее учета при формировании портфеля инвестиционных проектов нефтегазовых компаний	15
1.1 Бизнес-модели нефтегазовых компаний и их трансформация в контексте устойчивого развития	15
1.2 Международное и национальное регулирование декарбонизации и его влияние на инвестиционные проекты нефтегазовых компаний	30
1.3 Сравнительная характеристика методик оценки эффективности на предмет необходимости их дополнения/корректировки/обновления в условиях декарбонизации	43
Глава 2 Методические особенности оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации	60
2.1 Цена на углерод как стимул реализации инвестиционных проектов в условиях декарбонизации	60
2.2 Классификация факторов, влияющих на эффективность инвестиционных проектов в условиях декарбонизации, методический инструментарий их учета	82
2.3 Классификация инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей для целей оценки экономической эффективности	93
Глава 3 Совершенствование методики оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации	104
3.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации	104
3.2 Апробация методики оценки эффективности производства газохимической продукции небольших газовых и газоконденсатных месторождений	125

3.3 Применение предложенных методических положений в деятельности нефтегазовых компаний	142
Заключение	154
Список литературы	157
Приложение А Моделирование цены углерода.....	178
Приложение Б Пример расчета эффектов от декарбонизации.....	180

Введение

Актуальность темы исследования. Нефтегазовый сектор занимает важное место в промышленном производстве России и формирует порядка 18% экспортных доходов и 30% валового внутреннего продукта. Согласно основным стратегическим документам: Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации, Энергетической стратегии Российской Федерации – углеводородное сырье (далее – УВС) в долгосрочной перспективе останется одним из основных базисов устойчивого развития ТЭК [15-17].

Около 80% стран мира взяли курс на декарбонизацию и обозначили сроки по достижению углеродной нейтральности. В России для достижения целей устойчивого развития в части декарбонизации активно разрабатывается нормативно-правовая база: приняты «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года», Президентом Российской Федерации подписаны Указы «О снижении выбросов парниковых газов», «О развитии природоподобных технологий в Российской Федерации». Приказом Минэнерго России от 31.03.2022 № 280 утвержден «План адаптации к изменениям климата в сфере топливно-энергетического комплекса Российской Федерации».

На долю нефтегазовых компаний приходится примерно 11% валовых выбросов парниковых газов (далее – ПГ) Российской Федерации, при этом от 52% до 99% выбросов сконцентрировано в промышленных сегментах. Постепенное увеличение сложности извлекаемых запасов (разработка новых месторождений на большой глубине), ввод новых установок для углубления переработки УВС (гидроочистка, гидрокрекинг, висбрекинг) влечет за собой рост выбросов в промышленных сегментах и увеличивает углеродоемкость производимой продукции.

Осуществление декарбонизационной политики на уровне компаний требует значительных капитальных вложений и, соответственно, реализации инвестиционных проектов на протяжении всей цепочки создания стоимости.

Помимо действующих штрафующих механизмов появляются экономические инструменты стимулирования реализации проектов с низким углеродным следом: создание систем торговли квотами, введение углеродных налогов и трансграничных механизмов углеродного регулирования, офсетных сертификатов. Так формируется понятие «цена углерода», значение которого по мере ужесточения обязательств стран и формирования нормативно-правовой базы будут расти во всех регионах мира и оказывать существенное влияние на эффективность инвестиционных проектов. При сокращении выбросов и реализации квот, либо продаже низкоуглеродной продукции с премией формируется дополнительный положительный эффект.

Согласно действующим методикам, цена углерода не учитывалась в качестве фактора, влияющего на эффективность инвестиционного проекта при наличии в нем составляющей, позволяющей снизить углеродный след (декарбонизироваться), а рассматривалась только в качестве оттоков в виде штрафов и платежей в расходной части [80].

Таким образом, возникает потребность в развитии подходов оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в части учета эффектов, возникающих в результате декарбонизации, и оценки их влияния на эффективность будущей хозяйственной деятельности промышленного предприятия и его устойчивое развитие. Требуется дополнение классификации проектами, направленными на снижение углеродного следа и порядка их оценки; развитие системы показателей, позволяющих учесть неопределенность, связанную с волатильностью цены углерода.

Степень разработанности темы исследования. Исследование носит комплексный характер и направлено на изучение вопросов оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации, и определение места инвестиционного планирования в

механизме устойчивого развития промышленного предприятия, а также необходимости его трансформации.

Труды, связанные с дефиницией понятия «механизм устойчивого развития» и деятельностью, направленной на устойчивое развитие промышленных компаний принадлежат ученым: Абдикееву Н.М., Абдрахимову В.З., Атюшеву Ю.А., Гибадуллину А.А., Гончаренко Е.Н., Гордеевой Н.В., Григоровой О.Н., Козловой Е.П., Патрушевой В.В., Приваловой А.А., Романовской Е.В., Тачмурадову С.В., Трачуку А.В., Цзепину Я., Шарковой А.В. В рассматриваемых исследованиях отсутствует единое определение механизма устойчивого развития. Большая часть экспертов трактуют механизм устойчивого развития как комплексную систему взаимосвязанных элементов, позволяющих компании осуществлять деятельность в соответствии со своими стратегиями. Ряд ученых сходится во мнении, что важной составляющей механизма устойчивого развития является бизнес-модель, а также методы и инструменты воздействия на нее.

Бизнес-модели промышленных предприятий широко освещаются в научной литературе разными школами.

Основные труды, связанные с финансово-экономическим подходом при описании бизнес-моделей компании, принадлежат следующим авторам: Беляеву Ю.К., Галимовой М.П., Исмагиловой Л.А., Каспиной Р.Г., Котельникову В.А., Мельниковой Е.В., Сбоевой И.А., Ханагяну Л.М., Хапугиной Л.С., S. Cantarell, J. Linder.

Рассмотрением бизнес-модели в контексте стратегического менеджмента занимаются Ишкильдина А.А., Стрекалова Н.Д., R. Amit, C. Zott.

Ценностного подхода придерживаются авторы: Аллаяров Э.А., Витер К.А., Нехода Е.В., Сооляттэ А.Ю., Федоренко А.В.

Дуальный подход используется в работах Гоосена Е.В., Никитенко С.М.

Среди основных методов воздействия на бизнес-модель эксперты выделяют планирование, в том числе инвестиционное.

Вопросами оценки эффективности инвестиционных проектов занимались ученые: Абдикеев Н.М., Абросимова Н.М., Баканов М.И., Бланк И.А., Виленский В.П., Гаврилин Е.В., Коссов В.В., Лившиц В.Н., Лосева О.В., Мельник М.В., Первозванский А.А., Регентова Н.В., Федотова М.А., Шахназаров А.Г. Фокус внимания ученых направлен на уточнение классических подходов к оценке эффективности инвестиционных проектов и рассмотрение различных особенностей их оценки в зависимости от отрасли и специфики деятельности предприятий.

Несмотря на многообразие исследований, посвященных оценке эффективности инвестиционных проектов, недостаточно разработаны вопросы, связанные с учетом эффектов, возникающих в результате декарбонизации, при оценке эффективности инвестиционных проектов, а также на уровне компании при долгосрочном инвестиционном планировании и оценке эффективности хозяйственной деятельности.

Цель исследования состоит в разработке методических и практических положений по совершенствованию оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации.

Для достижения сформулированной цели были поставлены и решены следующие **задачи**:

- 1) Обосновать необходимость развития теоретико-методических подходов к оценке эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации; конкретизировать и декомпозировать термины «устойчивое развитие», «механизм устойчивого развития»; определить место инвестиционного планирования в механизме устойчивого развития компании и необходимость его трансформации.

- 2) Исследовать подходы к определению цены углерода, обобщить способы ее определения, релевантные для целей оценки эффективности инвестиционных проектов; выявить и обосновать перечень факторов,

оказывающих влияние на цену углерода с учетом специфики деятельности нефтегазовых компаний.

3) Выявить и обосновать необходимость развития принципов, порядка (принципиальная схема), классификации и показателей оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации.

4) Предложить формализованную процедуру выбора варианта реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей.

5) Разработать предложения по совершенствованию механизма устойчивого развития нефтегазовой компании с целью обеспечения эффективности деятельности.

Объектом исследования являются нефтегазовые компании, реализующие инвестиционные проекты с декарбонизационной составляющей.

Предметом исследования является экономическая эффективность инвестиционных проектов в условиях декарбонизации.

Методология и методы исследования основаны на положениях анализа инвестиционных проектов, теории финансово-экономического анализа, статистики, теории управления рисками. Были использованы общенаучные методы: статистический анализ, аналитический, синтез, сравнительный анализ, а также эконометрическое моделирование.

Достоверность результатов исследования вытекает из обоснованности теоретических положений и результатов моделирования.

Область исследования диссертации соответствует:

п. 2.2. «Вопросы оценки и повышения эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности»;

п. 2.11. «Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий» Паспорта научной специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика: экономика промышленности (экономические науки).

Информационную базу исследования составили результаты отечественных и зарубежных исследований и публикаций в рецензируемых научных журналах. Также были использованы различные базы данных с первичной статистической информацией, опубликованной на официальных сайтах и в закрытых источниках. Важную часть информационной базы составили исследования аналитических центров и консалтинговых организаций. Также в основу работы легли интервью, опросы, наблюдения, что позволило собрать уникальные и актуальные данные для анализа.

Научная новизна исследования заключается в решении задач по обоснованию методических и практических подходов, направленных на совершенствование оценки и повышение эффективности хозяйственной деятельности промышленных организаций, а также сохранение устойчивого развития, при реализации декарбонизационной политики.

Положения, выносимые на защиту:

1) Предложено определение механизма устойчивого развития, позволяющее выделить основные структурные элементы: факторы, влияющие на деятельность компании; методы и инструменты воздействия на бизнес-модель промышленной компании, включая инвестиционное планирование; бизнес-модель, позволяющую компании быть устойчивой в каждый рассматриваемый промежуток времени, и при этом непрерывно развиваться, создавая добавленную экономическую стоимость. Также подчеркнута важность трансформации инвестиционного планирования нефтегазовой компании в условиях декарбонизации в связи с необходимостью производства продукции с низким углеродным следом (С. 24-25).

2) Обоснованы два подхода с учетом специфики деятельности нефтегазовых компаний к определению цены углерода: внутренняя цена («к рынку» применяется в качестве бенчмарка для проектов, одним из эффектов которых является снижение углеродного следа), внешняя цена («от рынка» применяется для оценки эффекта, зависящего от величины углеродного следа). Выявлены и классифицированы факторы, оказывающее

наибольшее влияние на цену углерода: регуляторные и маркетинговые (внешняя цена); финансово-экономические и технологические (внутренняя цена) (С. 62-65; С. 85-87).

3) Сформированы: классификация инвестиционных проектов (предложен признак «наличие декарбонизационной составляющей», на основе которого выделены проекты с декарбонизационной составляющей и без нее); набор показателей, учитывающих эффект от декарбонизации и влияние внешних факторов (ожидаемая денежная стоимость проекта EMV, экономическая добавленная ценность VA, модифицированный индекс доходности mPI) (С. 99-101; С. 114-115).

4) Предложена формализованная процедура выбора варианта инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей, направленная на повышение эффективности хозяйственной деятельности нефтегазовой компании и устойчивое ее развитие (С. 121-124).

5) Разработаны предложения по совершенствованию механизма устойчивого развития компании в части планирования: развитие методики оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации, используемой при долгосрочном инвестиционном планировании; дополнение СЦП общекорпоративного уровня интегральными показателями: «экономическая добавленная ценность» (VAp), отражающим устойчивое развитие компании, ΔROA_{comp} , направленного на повышение эффективности хозяйственной деятельности компании в условиях декарбонизации (С. 144; С.150-152).

Теоретическая значимость работы состоит в приращении научных знаний в отраслевой экономике в области устойчивого развития нефтегазовых компаний. В частности предложена адаптированная дефиниция и декомпозиция механизма устойчивого развития; дополнена классификация инвестиционных проектов; сформировано понятие цена углерода, а также с учетом особенностей деятельности нефтегазовых компаний выявлены факторы, оказывающие на нее влияние.

Практическая значимость работы заключается в ориентированности результатов на использование при формировании дополнений к корпоративным методикам оценки эффективности инвестиционных проектов и порядку планирования нефтегазовых компаний.

Предложенные методические подходы: дополненная принципиальная схема оценки инвестиционных проектов (учет декарбонизационной составляющей проектов); расширенный набор показателей оценки эффективности инвестиционных проектов, отражающих в том числе эффективность декарбонизации; формализованная процедура выбора варианта декарбонизации, учитывающая влияние реализации инвестиционного проекта на будущую хозяйственную деятельность предприятия, позволят повысить эффективность принимаемых решений, начиная с ранних этапов оценки инвестиционных проектов, нацеленных на устойчивого развитие компании. Разработки могут быть использованы в практической деятельности нефтегазовых компаний и являются применимыми для всех инвестиционных проектов вне зависимости от бизнес-сегмента: upstream, midstream, downstream.

Положения диссертации могут быть использованы при подготовке специалистов по специальности «Экономика» по дисциплинам, связанным с ценообразованием, стратегиями и экологической экономикой.

Степень достоверности, апробация и внедрение результатов исследования. Достоверность обеспечивается использованием широкого спектра научных исследований, принадлежащих авторитетным ученым и исследовательским организациям. Также использовались различные статистические методы обработки и верификации данных.

Основные положения диссертации докладывались, обсуждались и получили положительную оценку на научных и практических конференциях: на III Международной научно-практической конференции «Современное состояние российской экономики: задачи и перспективы» (Москва, Финансовый университет, 19 февраля 2022 г.); на XVIII Международной

научно-практической конференции «Корпоративная социальная ответственность и этика бизнеса» (Москва, Финансовый университет, 19-20 мая 2022 г.); на IV Всероссийской научно-практической конференции «Финансы и корпоративное управление в меняющемся мире» (Москва, Финансовый университет, 29 сентября 2022 г.); на XIX Международной научно-практической конференции «Корпоративная социальная ответственность и этика бизнеса» (Москва, Финансовый университет, 25-26 мая 2023 г.); на Всероссийской научно-практической конференции «Место предпринимательства в современном обществе: проблемы и перспективы развития» (Москва, Российская академия адвокатуры и нотариата, 30 мая 2023 г.); на V Всероссийской научно-практической конференции «Финансы и корпоративное управление в меняющемся мире» (Москва, Финансовый университет, 28 сентября 2023 г.); на VIII Всероссийской научно-практической конференции «Экономика отраслевых рынков: формирование, практика и развитие» (Москва, Финансовый университет, РУДН, 26 января 2024 г.); на XII Международном научном конгрессе «Развитие предпринимательства: межотраслевые приоритеты, современные механизмы, консолидация интересов» (Москва, Финансовый университет, 17-18 мая 2024 г.).

Материалы диссертации используются в практической деятельности ООО «КНГК-ИНПЗ» (Общество с ограниченной ответственностью «Ильский НПЗ им. А.А. Шамара»). Разработанные в диссертации методические подходы позволяют учесть декарбонизационные эффекты при оценке эффективности инвестиционных проектов, возникающие в результате ужесточения регулирования выбросов на международном и национальном уровнях, и появления понятия «цена углерода». В инвестиционное планирование компании внедрена разработанная в диссертации модель обоснованного выбора варианта декарбонизации, учитывающая эффективность использования инвестиций при ранжировании опций. Также в бизнес-процессах компании используются описанные в исследовании показатели для

ранжирования инвестиционных проектов при формировании инвестиционной программы, учитывающие неопределенности и риски, возникающие в результате изменения цены на углерод под действием различных факторов. Выводы и основные положения диссертации используются в практической работе предприятия и способствуют обоснованному принятию инвестиционных решений, увеличению стоимости компании и ее устойчивому развитию.

Материалы диссертации используются в практической деятельности ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики России. В частности внедрены разработанные в диссертации методические подходы оценки эффективности инвестиционных проектов: классификация инвестиционных проектов, показатели эффективности. Материалы используются агентством при реализации консалтинговой поддержки в области регистрации и верификации проектов, направленных на снижение выбросов парниковых газов. Разработанные предложения способствуют повышению точности оценки коммерческой эффективности проектов, нацеленных на обеспечение устойчивого развития предприятий ТЭК.

Материалы диссертации применялись в работе Департамента отраслевых рынков Факультета экономики и бизнеса Финансового университета в учебном процессе по дисциплинам «Экологическая экономика», «Международные экономические стратегии предприятий ТЭК» по темам: «Экологический фактор развития топливно-энергетического комплекса», «Глобальные эколого-энергетические тренды», «Международные экономические стратегии и мировой рынок ТЭК». В частности были использованы конкретизированные в работе определение «устойчивое развитие нефтегазовой компании», а также предложенный методический подход определения цены углерода, используемый для оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовой компании.

Апробация и внедрение результатов исследования подтверждены соответствующими документами.

Публикации по теме диссертации отражены в пяти научных статьях общим объемом 3,08 п.л. (весь объем авторский), опубликованных в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК при Минобрнауки России.

Структура и объем диссертации обусловлены целью, задачами и логикой исследования. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 136 наименований, двух приложений. Текст диссертации изложен на 187 страницах, содержит 32 таблицы и 38 рисунков.

Глава 1

Предпосылки декарбонизации и необходимость ее учета при формировании портфеля инвестиционных проектов нефтегазовых компаний

1.1 Бизнес-модели нефтегазовых компаний и их трансформация в контексте устойчивого развития

Самая ранняя литература, касающаяся концепции устойчивого развития, относится к 1713 году. Данная концепция означала обеспечение устойчивости лесного хозяйства. Вплоть до середины двадцатого века эта концепция находилась в начальной стадии и лишь неформально описывалась в литературе. В 1862 г. проблема экологии впервые упоминается в «Безмолвной весне».

Концепция устойчивого развития зародилась в области природоохраны в 1980-х годах. Самые ранние формулировки можно найти во Всемирной стратегии охраны природы и природных ресурсов 1980-х годов (UNEP/WWF/IUCNNR, 1980 г.), представленной Программой ООН по окружающей среде, Всемирным фондом дикой природы и Международным союзом. Эта концепция предлагала три основных компонента – социальный, экологический и экономический, которые непрерывно развивались до сегодняшнего дня. Формулировка устойчивого развития была определена следующим образом:

Для устойчивого развития важно учитывать различные социальные и экологические параметры, большую роль играет экономический потенциал территории; виды и количественные характеристики ресурсов, качество человеческого капитала, а также перспектива долгосрочных и краткосрочных преимуществ и неэффективность альтернативных действий. [46].

В международном научном сообществе устойчивое развитие получило большой положительный отклик после публикации известного доклада «Наше общее будущее» Всемирной комиссией по окружающей среде и развитию в 1987 г.

Базисом для устойчивого развития является стабильный экономический рост, сопряженный с социальной и экологической ответственностью.

ООН выделяет следующие общие черты устойчивого развития:

- 1) Основным является минимизация выбросов парниковых газов, сохранение природных ресурсов и предотвращение глобального потепления.
- 2) Приобретает особую значимость зеленая архитектура и экологически чистые методы строительства.
- 3) Применение экологически безопасных, органических и природных строительных материалов.
- 4) Использование возобновляемых ресурсов воды.
- 5) Особое внимание получают ВИЭ.
- 6) Охрана природных объектов.
- 7) Экологически чистые технологии производства и строительства.
- 8) Оптимизация использования ресурсов.

Необходимо преломление понятия «устойчивое развитие» к топливно-энергетическому комплексу и к компании.

Устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса может быть определено следующим образом:

«Обеспечение надежного, экономически и экологически эффективного снабжения потребителей различного рода энергоресурсами и продуктами переработки при соблюдении принципов рационального природопользования с целью удовлетворения потребностей будущих поколений».

С середины 1990-х годов принцип устойчивого развития сместился также на уровень компании.

Перенося концепцию устойчивости в бизнес-контекст, Диллик и Хокертс определили корпоративную устойчивость как «удовлетворение

потребностей прямых и косвенных заинтересованных сторон фирмы (таких как акционеры, сотрудники, клиенты, группы давления, сообщества), не ставя под угрозу его способность удовлетворять потребности будущих заинтересованных сторон». Другие определения корпоративной устойчивости в середине 1990-х годов уделяли большое внимание экологической устойчивости, в то время как некоторые другие определения корпоративной устойчивости в 2000-х годах были более всеобъемлющими, охватывая другие критерии, такие как экономические, социальные и экологические аспекты.

В 2015 г. необходимость смещения фокуса в сторону компаний была подтверждена также новой парадигмой ООН в сфере устойчивого развития на период до 2030 г. В соответствии с этой парадигмой, чтобы достичь результатов в области устойчивого развития, компании должны осваивать и применять Цели устойчивого развития (далее – ЦУР), которые разделены на 17 основных целей, 169 задач и 244 показателя.

Для коммерческого предприятия ИРС трактует устойчивое развитие как принятие бизнес-стратегий и действий, которые удовлетворяют потребности предприятия и его заинтересованных сторон (стейкхолдеров) сегодня, при этом защищая, поддерживая и улучшая человеческие и природные ресурсы, которые потребуются в будущем [119].

В связи с тем, что нефтегазовые компании сталкиваются с различного рода трудностями, рассматривать устойчивое развитие только с точки зрения удовлетворения потребностей стейкхолдеров некорректно.

С развитием программы устойчивого развития на уровне компаний сформировались принципы ESG (Environmental, Social, Governance). В широком смысле ESG трактуется как свод правил ведения бизнеса, закладываемый в корпоративные стратегии [48].

Т.И. Курносова в своем исследовании говорит о том, что принципы ESG преимущественно используются компаниями для получения выгод.

ESG обозначает трансформацию хозяйственной деятельности предприятия и его внутренней среды, тем самым формируя высокую гибкость

к изменениям во внешней среде и адаптивности и повышения их социальную и экологическую ответственность [28].

Так, на уровне компании «устойчивое развитие» является непрерывным процессом, а результатом является устойчивость в каждый рассматриваемый промежуток времени.

Устойчивость можно в широком смысле определить как способность системы сохранять текущее состояние при наличии внешних воздействий.

Математик А.М. Ляпунов в работе «Общая задача об устойчивости движения» определил математически понятие устойчивости и разработал методы устойчивости для нелинейных систем. Например, было введено понятие «предела устойчивости», трактуемого как совокупность значений параметров стабильности системы.

В классической экономической теории понятие устойчивости в некоторых случаях можно трактовать как способность предприятия поддерживать прибыль на заданном уровне. Так, сторонниками теории максимизации прибыли были А. Смит, А. Маршалл, Дж. М. Кейнс.

В современных реалиях однозначность понятия «устойчивость» в экономике отсутствует.

На уровне компаний выделяются такие понятия как: «конкурентная устойчивость предприятия», «технологическая устойчивость предприятия», «экономическая устойчивость предприятия», «финансовая устойчивость предприятия», «стратегическая устойчивость предприятия», «внешняя устойчивость предприятия», «внутренняя устойчивость предприятия», «унаследованная устойчивость предприятия», «организационная устойчивость», «управленческая устойчивость».

В экономическом анализе понятие «устойчивости предприятия» часто связывается в основном с финансовым аспектом его функционирования. И соответственно оценивается такая устойчивость с помощью различного набора абсолютных и относительных показателей.

Финансовая устойчивость предприятия – это финансовое состояние компании, при котором обеспечивается стабильный рост экономических показателей, эффективное распределение и использование финансовых активов, благодаря чему увеличивается прибыль и укрепляется финансовая независимость и безопасности компании [54].

Термин «устойчивость» для предприятий в научной литературе связывают с понятиями «развитие» и «функционирование». Для любой сложной системы без адаптации к меняющимся условиям, сама возможность функционирования становится под угрозой. Таким образом, устойчивость – это единство устойчивости функционирования и устойчивости развития компании.

В свою очередь стратегическая устойчивость отражает долгосрочный аспект, и отражает способность компании к сохранению и укреплению своих позиций с учетом внешних воздействий.

Стратегическое управление – формирование комплексного плана, отражающего долгосрочные цели компании, прогнозирование будущей деятельности и отражение ключевых экономических и финансовых показателей, а также разработка миссии компании в соответствии с организационной структурой и методами хозяйствования [74].

Так, устойчивое развитие характеризуется как динамическое понятие: система постоянно находится в движении ввиду наличия различных неопределенностей, которые могут стать рисками для компании и потребности к постоянному изменению.

По этой причине целесообразно уточнить определение «устойчивое развитие компании» и разложить его на два вектора: стремление к достижению устойчивости внутри компании, контекст устойчивого развития, влияющий извне на компанию.

1) Стремление к достижению устойчивости внутри компании: сохранение конкурентных преимуществ, экономической эффективности

реализуемых проектов, приращение стоимости компании, поиск новых точек роста бизнеса.

2) Контекст устойчивого развития связан с широко используемой парадигмой, позиционируемой ООН. При этом применительно к нефтегазовым компаниям определяющим направлением является декарбонизация ввиду высокой углеродоемкости производств, в частности снижение углеродного следа производимой продукции и общего углеродного следа по компании.

Предприятия ТЭК оказывают влияние на все составляющие природной среды, включая воздух, воду и почву.

Декарбонизация направлена на атмосферу. В Российской Федерации на отрасль ТЭК приходится более 50% выбросов парниковых газов.

Риски, связанные с экологией, являются составляющим компонентом по всей цепочке добавленной стоимости деятельности предприятий, а также включая весь жизненный цикл производства.

Углеродный след необходимо оценивать на каждом этапе создания стоимости.

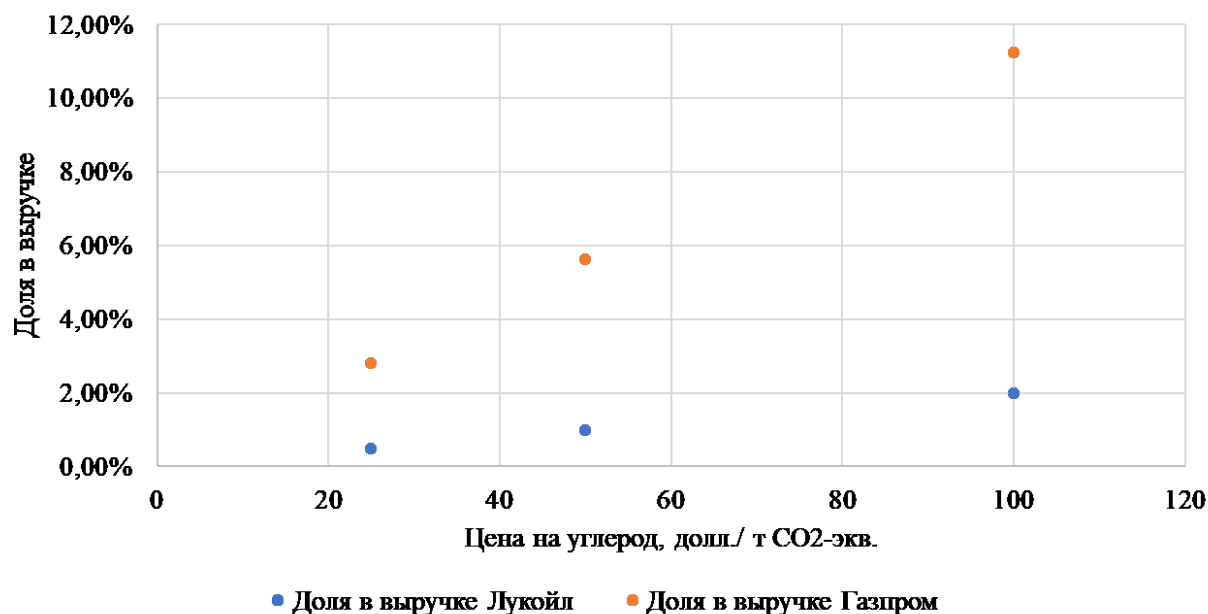
Инвестиции и реализация соответствующих проектов должны стать условием для создания бесперебойного функционирования всей цепочки формирования стоимости. Для нефтегазового сектора основной являются процессы, связанные с добычей, переработкой углеводородного сырья.

Компаниях, в которых отсутствуют программы по снижению углеродного следа, могут столкнуться с различного рода углеродными платежами и потерять часть выручки.

Так, при обложении платежами хотя бы 50% углеродного следа выпадающая выручка, в зависимости от значений цены на углерод, может составить от 1,5 до 2% для ПАО «Газпром» и от 2,5 до 11% для ПАО «Лукойл», что отображено на рисунке 1.

При цене углерода 100 долл./ т CO₂-экв., что соответствует текущим значением цены за квоту в Европейском союзе, у ПАО «Газпром» выпадает

порядка 11% выручки, ПАО «Лукойл» является менее чувствителен к цене углерода.



Источник: составлен автором [94].
Рисунок 1 – Доля углеродных платежей в выручке компаний

Таким образом, устойчивое развитие компании – набор действий, нацеленных на достижение устойчивости компании, в том числе, изменение бизнес-модели в соответствии с внешними факторами и неопределенностями: изменения мировой и национальной повестки; интересы стейкхолдеров; энергопереход; технологическая трансформация, и внутренними особенностями компании: управленческими, экономическими, экологическими, технологическими, финансовыми и прочими.

Предлагается следующая уточненная дефиниция устойчивого развития нефтегазовой компании.

«Устойчивое развитие нефтегазовой компании – набор действий (проектов), нацеленных на достижение целей устойчивого развития, связанных прежде всего с экологическим аспектом (декарбонизацией), при соблюдении принципов:

1) экономической целесообразности реализации проектов, с учетом неопределенностей и рисков, образующихся под влиянием внешних факторов;

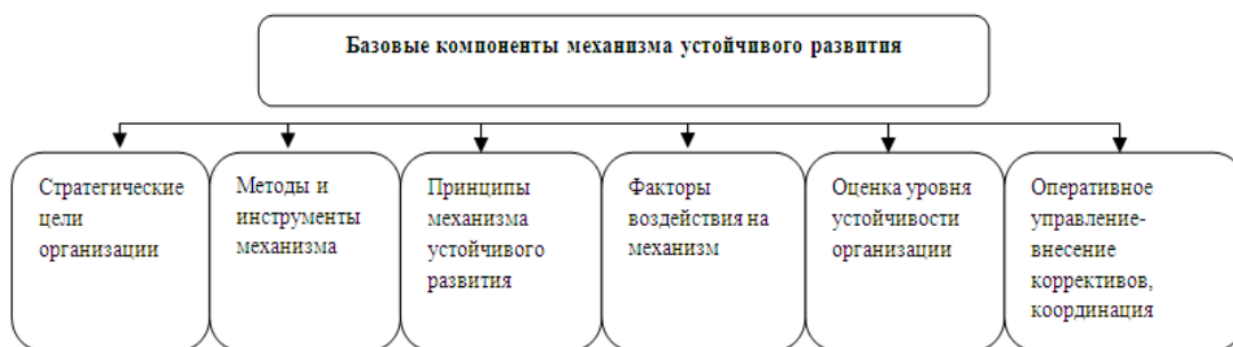
2) устойчивости компании, с точки зрения создаваемой ею ценности» [80].

Зачастую нефтегазовым компаниям, чтобы достичь целей устойчивого развития, приходится видоизменять свою бизнес-модель.

Имплементация устойчивого развития на уровне компании осуществляется через механизм устойчивого развития.

Необходимо дать определение механизма устойчивого развития и выделить его основные элементы.

Е.В. Романовская и Е.П. Козлова характеризуют механизм устойчивого развития промышленного предприятия как многоуровневую систему управления, которая включает в себя экономические конструкции, формы и методы взаимодействия, объединенную в механизм, подчиненный правовым нормам, обеспечивающий стабилизацию хозяйственной деятельности предприятия, открывающий новые возможности организации к обновлению и применению новых технологий [82]. Они выделяют базовые компоненты, представленные на рисунке 2.



Источник: [82].

Рисунок 2 – Базовые компоненты механизма устойчивого развития

Базовые компоненты механизма устойчивого развития могут быть укрупнены до следующих составляющих: факторы, влияющие на деятельность компании, методы и инструменты воздействия на бизнес модель, включая планирование; бизнес-модель компании.

Методы и инструменты воздействия на бизнес-модель, а также сама бизнес модель могут быть агрегированы в организационно-экономический механизм промышленного предприятия.

Анализ научной литературы позволяет выделить элементы организационно-экономического механизма предприятия, отраженные на рисунке 3.



Источник: составлено автором по данным [39; 52; 53; 61; 88].

Рисунок 3 – Структура организационно-экономического механизма промышленного предприятия

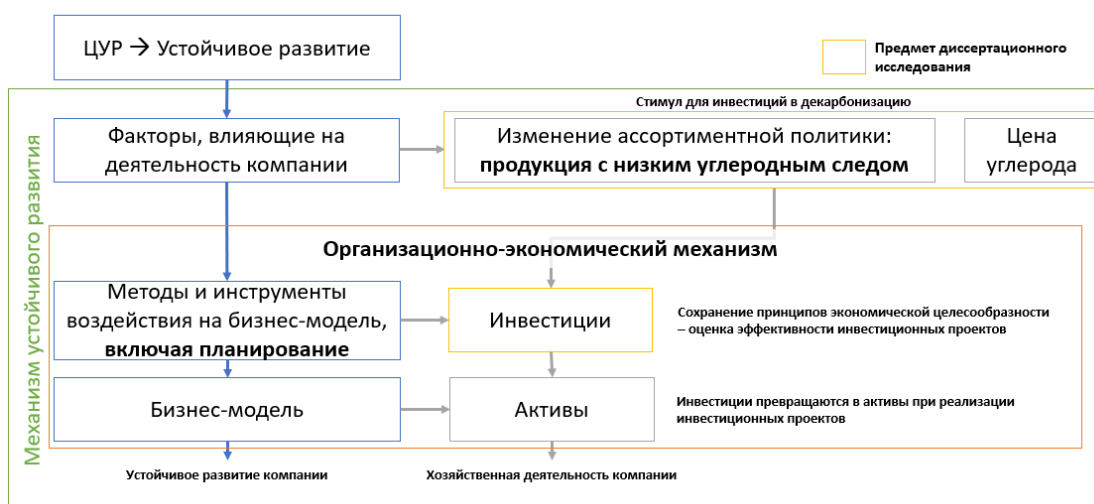
Организационно-экономический механизм направлен на обеспечение эффективного функционирования организации. Элементы экономического и организационного механизмов взаимозависимы и оказывают влияние друг на друга.

Декарбонизация приводит к формированию новых организационных и экономических элементов, а также к необходимости выстраивания новых связей. Организационно-экономический механизм является инструментом для внедрения этих изменений.

Появление механизмов углеродного ценообразования приводит к формированию понятия цена углерода, являющегося экономическим стимулом снижения углеродного следа компании и производимой промышленной продукции. Применяя инновационные технологии, предприятия могут выпускать новую низкоуглеродную продукцию или традиционные товары со сниженным углеродным следом. В нефтегазовых компаниях с помощью набора методов и инструментов происходит изменение сегмента downstream (переработки). В качестве примеров низкоуглеродных продуктов целесообразно упомянуть экологичные топлива: биодизель, этанол, бионафта, синтетический бензин и дизель. Также компании углубляют переработку традиционных продуктов, используя различные типы сырья. Например, для газа всё более распространенными переделами становятся метанол, аммиак, карбамид, водород.

Реализация инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей приводит к появлению активов на балансе компании.

Так, через реализацию инвестиционных проектов преобразуется и будущая хозяйственная деятельность компании, которая будет меняться в зависимости от варианта и конфигурации проекта/ набора проектов, что показано на рисунке 4.



Источник: составлено автором.

Рисунок 4 – Элементы механизма устойчивого развития нефтегазовой компании

Таким образом, механизм устойчивого развития – система взаимосвязанных элементов, включающая в себя: факторы, влияющие на деятельность компании; методы и инструменты воздействия на бизнес-модель, включая планирование; бизнес-модель, позволяющая компании быть устойчивой в каждый рассматриваемый промежуток времени, и при этом непрерывно развиваться, создавая добавленную экономическую стоимость.

Одним из ключевых элементов механизма устойчивого развития является планирование. Механизм планирования, включает в себя стратегическое планирование, инвестиционное планирование, производственное планирование, ресурсное планирование, функциональное планирование, бюджетное планирование, логистическое планирование.

Ввиду специфики реализуемых проектов в нефтегазовых компаниях преобладающим является долгосрочное инвестиционное планирование, реализуемое через инвестиционную программу (далее – ИП).

Инвестиционная программа – совокупность всех намечаемых к реализации или реализуемых инвестиционных проектов в течение периода действия ИП, сгруппированных в зависимости от вида инвестиционных проектов по разделам [19].

Оценка выполнения ИП – количественная оценка выполнения ИП по разделам на основе системы показателей, определяемых за анализируемый год, характеризующих отклонение фактических результатов от плановых в стоимостной и натуральной формах.

Для инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации должен проводиться регулярный мониторинг (переоценка проектов, с учетом изменившихся условий) и стресс-тестирование.

Трансформация мировых энергетических рынков в связи со структурными изменениями и контекст устойчивого развития создают предпосылки для изменений бизнес-моделей нефтегазовых компаний: создание новых бизнес-сегментов, способствующих углублению переработки

традиционных энергоресурсов, сокращению вредных выбросов и расширению продуктового портфеля, внедрению новых видов бизнеса.

Анализ научной литературы показал, что история термина бизнес-модель была связана с функциональными аспектами текущей деятельности компании. В процессе совершенствования технологий, перехода от одних бизнес эр к другим, бизнес-модели стали восприниматься как инструмент для достижения заданных целей и использоваться параллельно с корпоративной стратегией.

Несмотря на то, что термину бизнес-модель уже около 100 лет, закрепленное определение данного понятия отсутствует. Фундаментально бизнес-модель можно представить как структурированную схему построения бизнес-процессов, описывающую базовые принципы создания, работы и развития коммерческой организации [24].

Существуют два основных направления рассмотрения термина «бизнес-модель».

Первые рассматривают внутренне (процессно-) ориентированную бизнес-модель. Они детализируют деятельность коммерческого предприятия с необходимой точностью, рассматривая его как сложную систему, включающую взаимосвязанные подсистемы. Это соответственно ресурсы, объекты, процессы, правила их протекания, направления развития и критерии оценки эффективности работы системы [24].

Вторые смотрят с точки зрения результатов бизнеса: ценность для предпринимателя, взаимоотношения с рыночным окружением (выход на рынок, создание ценности для потребителей).

При более подробном рассмотрении данных направлений можно выделить несколько подходов к определению понятия «бизнес-модель»: «финансово-экономический», «стратегический менеджмент», «ценностный», «устойчивое развитие».

В финансово-экономическом подходе основополагающими аспектами является обеспечение устойчивой прибыли компании в течение длительного

периода, за счет наличия особых конкурентных преимуществ, а также приращение стоимости компании для акционеров. Такого подхода в своих работах придерживаются: Ю.К. Беляев, Е.В. Мельникова, Л.М. Ханагян, Л.С. Хапугина, Р.Г. Каспина, Л.А. Исмагилова, М.П. Галимова, В. Котельников, И.А. Сбоева, J. Linder, S. Cantarell.

В контексте стратегического менеджмента термин бизнес-модель характеризуется акцентированием внимания на аспектах рыночного позиционирования компании и формировании новых возможностей для роста бизнеса. Особому фокусу подвергаются внутренние (операционные) бизнес-процессы. Данного подхода придерживаются: Н.Д. Стрекалова, А.А. Ишкильдина, R. Amit, C. Zott.

Есть авторы, которые, несмотря на свою приверженность к финансово-экономическому подходу, внедряют элементы ценностного подхода. А.Ю. Сооляттэ в своей работе описывает бизнес-модель как формализованное представление принципов, методов и процессов, которые организация использует для создания и доставки ценности своим потребителям [85].

Ценностный подход характеризуется акцентом на процессе создания ценности для клиента и получения от этого прибыли. Также по результатам исследования различных трактовок определений автор выявил, что большая часть ученых придерживается именно этого подхода. Некоторые из них: Э.А. Аллаяров, К.А. Витер, Е.В. Нехода, А.Федоренко, А.Ю. Сооляттэ.

В качестве еще одного подхода можно обозначить «дуальный», обозначенный в работах С.М. Никитенко, Е.В. Гоосена. В нем бизнес-модель рассматривается как совокупность технологий, процессов и взаимодействие с общей средой на основе общих ценностей. Рассматриваются новые формы взаимодействия с клиентами, например сетевые.

Интересным для рассмотрения является подход, предполагающий «устойчивое развитие». В нем бизнес-модель трактуется как «модель,

предлагающая устойчивое ценностное предложение клиентам и поддерживающая природный, социальный и экономический капитал».

Необходимым является адаптация понятия бизнес-модели нефтегазовой компании с учетом контекста устойчивого развития.

Никитенко С.М. и Гоосен Е.В. в своей работе [71] обсуждают влияние глобальных изменений на бизнес-модели в добывающей отрасли. Авторы акцентируют внимание на необходимости адаптации и модернизации бизнес-моделей для повышения устойчивости и эффективности компаний. В частности они рассматривают дуальный подход, в рамках которого бизнес-модель расширяет свои границы за счет внедрения сетевых форм взаимодействия с ключевыми партнерами, государством и обществом, что позволяет значительно увеличивать добавленную стоимость и устойчивость как отдельных компаний, так и национальной экономики в целом.

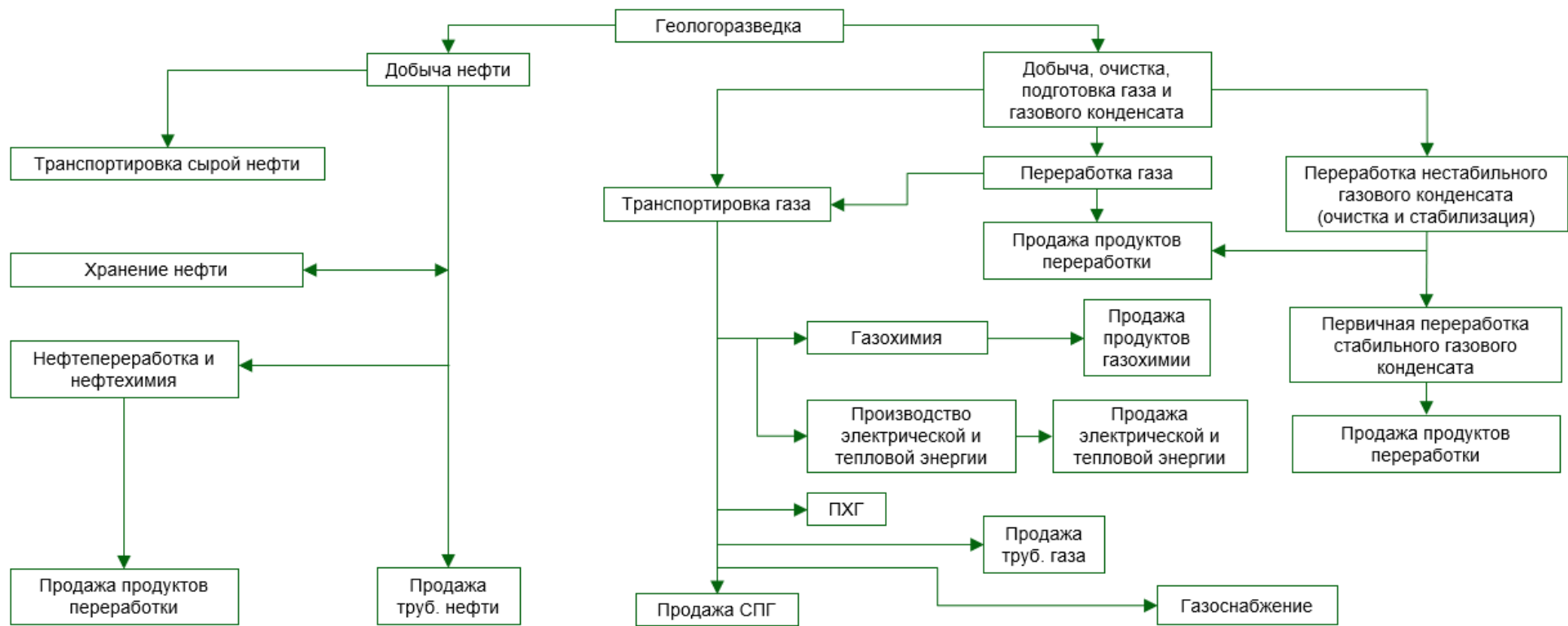
Для крупнейших российских бизнес-компаний характерна вертикально-интегрированная модель бизнеса. Примером таких компаний являются: ПАО «Газпром», ПАО «Газпромнефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл» и прочие.

Выбор бизнес-модели обусловлен потребностью снижения рисков, возникающих на пересечении различных бизнес-процессов, а также потребностью в накоплении средств для целевого инвестирования в определенные сегменты бизнеса.

Реализация новых направлений в международном и национальном регулировании, особенно в контексте энергоперехода, приводит к формированию новых инвестиционных проектов и новых бизнес-сегментов.

Укрупненная классическая бизнес-модель на примере Группы Газпром отражена на рисунке 5.

Бизнес-модель включает в себя все процессы, начиная от геологоразведки, добычи нефти и газа, заканчивая продажей УВС конечному потребителю – промышленности или населению.



Источник: [94].
 Рисунок 5 – Бизнес-модель Группы Газпром

Так, бизнес-модель нефтегазовых компаний можно рассматривать как с точки зрения финансово-экономического подхода (стремления компаний к созданию особых конкурентных преимуществ и максимизации прибыли), так и с точки зрения стратегического менеджмента (поиск новых возможностей для роста бизнеса). Также характерен и ценностный и дуальный подход: компании стараются создать ценность для конечных потребителей, повышая качество топлив и производимой продукции.

С учетом контекста устойчивого развития и необходимости декарбонизации для нефтегазовой компании важным является сохранение непрерывного создания экономической добавленной стоимости не только за счет основного бизнеса, но и за счет декарбонизационной составляющей.

Таким образом, для целей данной диссертации представляется целесообразным использование комплексного подхода при рассмотрении термина «бизнес-модель» и трактовать его как концептуальную логику бизнеса, ориентированную на достижение устойчивого развития компании.

1.2 Международное и национальное регулирование декарбонизации и его влияние на инвестиционные проекты нефтегазовых компаний

Энергопереход оказывает критическое воздействие на бизнес-процессы нефтегазовых компаний.

Под энергетическим переходом понимают переключение от систем энергопроизводства и потребления, основанных на ископаемом топливе (таких как нефть, природный газ и уголь), к возобновляемым источникам энергии (далее – ВИЭ) и выделяют четыре основных элемента: энергоэффективность, декарбонизацию, децентрализацию и цифровизацию [111].

Энергетическая политика оказывает непосредственное влияние на скорость перехода к новым источникам энергии, межтопливную

конкуренцию, направления технологического прогресса, торговлю и спрос в потребительских секторах. Это ключевые элементы, которые определяют структуру топливно-энергетических балансов стран и регионов мира. Всемирный энергетический совет (WEC) выделил три основные цели энергетической политики, известные как энергетическая трилемма: доступность энергии, её экологическая устойчивость и надёжность поставок [136].

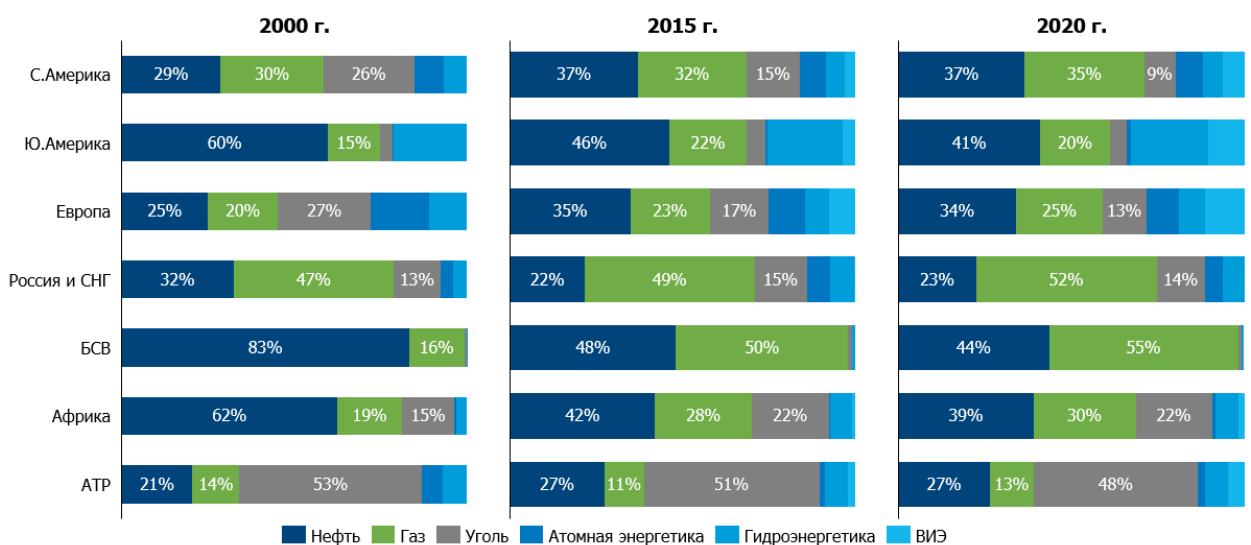
На текущем этапе развития мировой энергетики наблюдается рост возможностей энергоснабжения благодаря торговле и внедрению новых технологий в производство, транспортировку и потребление энергии. Это способствует улучшению доступности и надёжности энергоснабжения. Ранее во многих странах был ограничен выбор источников энергии, сегодня доступен широкий спектр альтернатив, соответствующих разнообразным потребностям.

В связи с увеличением общемировой озабоченности из-за климатических изменений и загрязнения окружающей среды, внимание к экологическим вопросам активно растет. Международные экологические инициативы часто основаны на решениях, принятых в рамках Рамочной конвенции ООН по изучению климата. Одним из таких документов является Киотский протокол (подписан в 1997 году), который предусматривал создание глобальной организации продажи и покупки квот на выбросы. При реализации протокола возник ряд противоречий на региональном уровне. Отсутствие соглашения о продолжении обязательств по данному соглашению вызвало неопределённость относительно будущих действий. Однако в 2015 г. на Парижской конференции было заключено новое соглашение. Вместо ранее предложенных глобальных рыночных механизмов предпочтение было отдано национальным обязательствам, которые страны устанавливали самостоятельно.

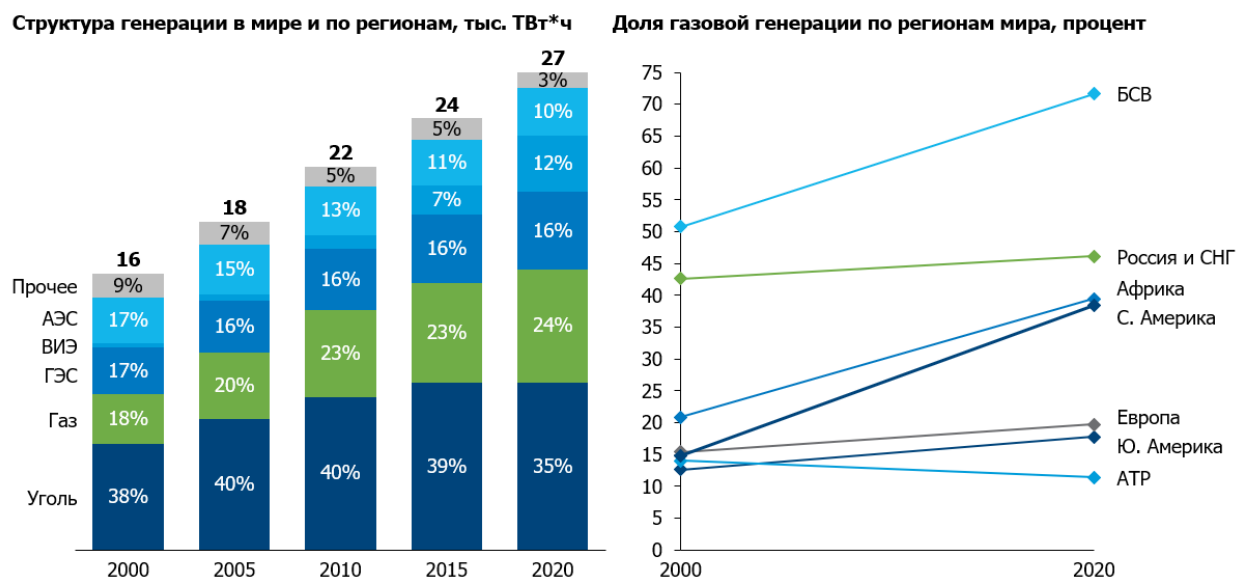
С 2015 года многие страны начали активно реализовывать климатические инициативы. Усиление экологической политики

способствовало появлению налогов на выбросы углерода, созданию систем торговли квотами на выбросы и ограничениям на использование некоторых видов топлива, а также разработке государственных стимулов для применения альтернативных источников энергии. Данные обстоятельства ускорили развитие возобновляемых источников энергии и увеличило их вклад в общемировой энергетический баланс. Не малую роль сыграло внедрение технологий, сводящих к нулю выбросы от ископаемого топлива [92]. Трансформация в энергетической сфере не ограничивается только изменениями в структуре энергетического баланса, она также включает в себя качественные изменения в энергетических системах.

По данным Международного энергетического агентства (далее – МЭА) были проанализированы топливно-энергетические балансы регионов, а также структура генерации, что отображено на рисунках 6-8. За период с 2000 г. по 2020 г. существенно выросла доля низкоуглеродных источников энергии: газа, гидроэнергетики, ВИЭ. При этом сохраняется существенная доля нефти и угля. В структуре мировой генерации наибольшую долю занимают уголь, ВИЭ и природный газ. Доля газовой генерации растет в развивающихся странах АТР, Африки.



Источник: составлено автором по данным [127].
Рисунок 6 – Топливо-энергетические балансы регионов мира



Источник: составлено автором по данным [127].
Рисунок 7 – Структура генерации в мире и по регионам

Согласно прогнозам различных компаний и организаций, доля природного газа растет при любом из представленных прогнозов, что представлено в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Прогнозная доля угля и нефти в мировом ТЭБ

Энергоресурс	Уголь, процент				Нефть, процент			
	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Организация	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
WEC	3,9 (факт)	3,1	2,1-2,9	1,1-3,2	4,4 (факт)	-	3,4-4,2	2,8-5,4
SHELL		3,8-4,1	3,1-3,8	2,3-3,5		5,2	4,2-5,5	3,8-4,9
BP		2,5-3,6	0,8-3,3	0,2-3,0		4,2-5,2	2,3-5,4	1,1-4,1
IEA		2,2	1,2	-		3,9-4,7	3,0-4,7	-
EXXON		3,5	3,3	-		5,1	5,2	-

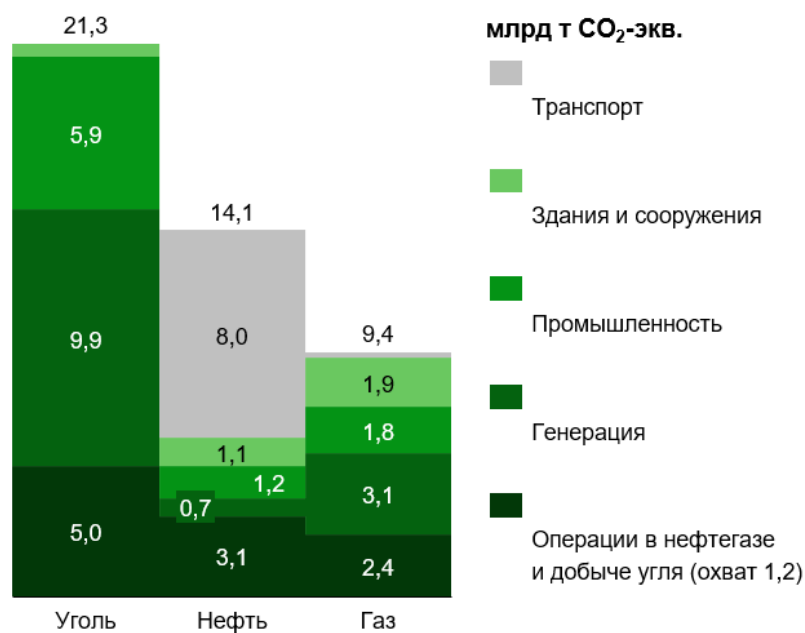
Источник: составлено автором по данным [117].

Таблица 2 – Прогнозная доля газа и ВИЭ в мировом ТЭБ

Энергоресурс	Газ, процент				ВИЭ, процент			
	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2019 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
WEC	3,3 (факт)	4,2	5,1	4,8-5,8	1,6 (факт)	4,2	-	3,0-3,3
SHELL		3,8	3,5-4,2	2,8-4,0		3,6-4,2	3,1-5,1	4,1-8,4
BP		-	2,5-4,0	2,2-4,6		1,6-3,3	2,8-7,0	3,8-8,8
IEA		3,3-3,8	2,9-4,3	-		2,3-2,5	3,2-4,1	-
EXXON		4,1	4,4	-		4,1	2,4	-

Источник: составлено автором по данным [117].

По данным МЭА, наименьший объем выбросов среди ископаемых источников энергии в общей структуре мировых выбросов формирует природный газ – 9,4 млрд т CO₂-экв. (пятая часть общих выбросов парниковых газов от ископаемого топлива). Большая часть (охваты 1 и 2) образуется из-за применения газа в качестве горючего на ТЭС и утечки при добыче, транспортировке и переработке – более чем 1/5 суммарных выбросов.



Источник: составлено автором [117].

Рисунок 8 – Структура мировых выбросов парниковых газов по источникам

Помимо глобального изменения энергетических балансов важным фактором, влияющим на специфику реализуемых инвестиционных проектов и устойчивое развитие нефтегазовых компаний, является международное и национальное законодательство.

В связи с тем, что страны взяли на себя ответственность за сокращение производства парниковых газов сначала в рамках Киотского протокола, затем в рамках Парижского соглашения, встал вопрос о необходимости регуляторных инициатив для стимулирования декарбонизации [15].

Киотский протокол представляет собой международное соглашение, которое требует от стран-участников уменьшить выбросы парниковых газов на 5% относительно 1990 года. Соглашение было открыто для подписания 16 марта 1998 г. и закрыто 15 марта 1999 г. К указанной дате оно было ратифицировано большинством стран мира, на которые приходилось 63,7% мировых выбросов парниковых газов. Первый этап исполнения протокола начался 1 января 2008 года и длился до 31 декабря 2012 года. Киотский протокол является первым международным экологическим соглашением, использующим рыночные механизмы для минимизации объема выбросов, в частности механизм перераспределения квот.

В соответствии с Киотским протоколом существует три «механизма гибкости» («flexible mechanisms»), благодаря которым мировое сообщество должно было реализовать сокращение выбросов ПГ.

1) Торговля квотами, принадлежащая к механизмам «ограничь и продай» («cap and trade»), устанавливает максимальный допустимый объем выбросов (парниковых) газов [104]. Далее для покрытия или продажи (в случае, если фактический уровень выбросов ниже допустимого) хозяйствующие субъекты участвуют в покупке или продаже квот на национальном, региональном или международном рынках.

2) Механизмы чистого развития. Деятельность по уменьшению выбросов, реализуемая на территории одной из стран РКИК (обычно

развивающейся) не входящей в список стран, взявших на себя обязательства по сокращению выбросов. При этом сам проект реализуется за счет средств государства, входящего в этот список.

На текущий момент мировой углеродный рынок подразделяется на два неравных сегмента.

«Киотский» рынок, на котором обращаются «сокращения», генерируемые в рамках рыночных механизмов Киотского протокола. На них распространяются весьма жесткие механизмы, гарантирующие на протяжении всего проектного цикла «чистоту» сокращений и их реальность. Именно такие сокращения обращаются на Европейской климатической бирже (далее – ЕСХ), которая в настоящее время является крупнейшим в мире рынком выбросов. В настоящее время ЕСХ торгует двумя типами углеродных кредитов - квоты на выбросы ЕС (EUAs) и сертифицированными сокращениями выбросов (CCB), генерируемыми в рамках проектов чистого развития (далее – ЧР). Торговля на ЕСХ началась в апреле 2005 года, когда была запущена торговля квотами. Фьючерсы и опционы на сокращения были введены в 2008 году, а с 2009 года были добавлены два новых спотовых контракта – EUA и CCB (Daily Futures).

Кроме этого, существуют другие типы сокращений, обращающиеся в рамках обязательных национальных и региональных систем торговли.

Все «некиотские» сокращения и офсеты принято назвать добровольными единицами сокращения (VER), которые по своему качеству в целом считаются ниже «киотских». Впрочем, на некоторых региональных рынках используются и сокращения проектов чистого развития, по разным причинам не вышедшие на «киотский» рынок. Кроме этого, существуют и полностью добровольные инициативы компаний и предприятий, в рамках которых приобретаются офсеты.

Причин того, почему предприятия покупают добровольные рыночные углеродные кредиты, существует несколько, например, демонстрация ответственности, рыночного давления, коммуникационных целей и законодательства.

Можно сказать, что предприятия, которые приняли экологически ответственную модель работы, выбирают методы сокращения выбросов углерода таким образом, чтобы это было наиболее эффективным с точки зрения их бизнес-стратегии. Компенсации углеродного следа за счет покупки углеродных кредитов доступны для любых предприятий.

Общие причины, почему предприятия покупают добровольные углеродные сокращения:

1) Достижение показателей сокращения выбросов ПГ, установленных компанией, особенно когда компания не способна обеспечить сокращение выбросов «домашними» мерами.

2) Подготовка к выполнению нормативных актов, которые намечены к введению, или соблюдение уже существующих нормативных актов.

3) Снижение бизнес-рисков за счет повышения стоимости компании в глазах потенциальных инвесторов, которые считают выбросы ПГ постоянно растущим риском из-за углеродных ограничений, которые, как ожидается, будут введены в ближайшем будущем.

4) Поддержание позитивных экологических целей, таких как финансирование проектов, основанных на чистой энергии, с целью сокращения производства энергии с высокими выбросами ПГ.

5) Коммуникационные аспекты, такие как создание брендов, позиционирование и дифференциация продуктов и услуг компании от продуктов и услуг конкурентов (углеродно-нейтральные продукты могут продаваться с более высокой ценой, даже в премиум-категории).

6) Внешние и внутренние PR цели: работа в дружественной к окружающей среде манере имеет значение в формировании имиджа компании в положительном ключе. Это верно в отношении деловых партнеров, текущего персонала и перспектив, клиентов и даже конкурентов, поскольку это создает позитивное отношение к компании.

7) Давление рынка: крупные компании лидируют, становясь все более и более приверженными зеленой и экологически ориентированной

бизнес-модели, они часто ожидают того же от небольших компаний в своей цепочке поставок.

8) Корпоративная социальная ответственность.

На основе проанализированной нормативной документации автором составлена классификация механизмов углеродного ценообразования, представленная на рисунке 9.

Появляются новые методы стимулирования реализации подобных проектов.

Механизмы углеродного ценообразования разделены на обязательные к исполнению и добровольные. Обязательные к исполнению механизмы в свою очередь делятся на углеродный налог, квоты, сочетание углеродного налога и квоты, а также крайний случай – штрафы за выбросы. Добровольный механизм представляет собой рынок офсет сертификатов.

Углеродный налог – цена, которую производители платят за каждую тонну выбросов. Ставка налога закреплена в нормативных документах. Де-факто углеродный налог представляет собой импортную пошлину для экспортируемой продукции.

Система торговли квотами, появившаяся при реализации киотского протокола, обеспечивает определенность в отношении уровня сокращения выбросов, потому что строится по принципу «ограничь и продай». Параметром неопределенности становится стоимость квоты.

Есть страны, в которых применяется одновременно несколько инструментов, например, и углеродные квоты, и налог. Такой подход активно используется в Канаде.

Квоты и налог могут применяться в рамках различных секторов и источников выбросов или действовать в рамках одних секторов и применяться одновременно: дополнительно к квотам выплачивается разница между целевым значением налога и ценой покупки квоты.

Для повышения конкурентоспособности компании приходится снижать выбросы или платить.



Источник: составлено автором.
Рисунок 9 – Связь между различными механизмами углеродного ценообразования

Если же говорить о Российской Федерации, то в конце октября 2021 года Правительством Российской Федерации была утверждена Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (далее – Стратегия).

Данный документ предполагает два пути развития новой зеленой российской экономики исходя из мер и механизмов – инерционный и целевой. Основное внимание направлено на целевой сценарий развития, в котором главной задачей остается осуществление так называемого энергоперехода и реструктуризации сектора ТЭК при поддержании устойчивого экономического роста России и конкурентоспособности в условиях глобальной трансформации энергетики. Планируемая дата перехода, согласно Стратегии, 2060-й год [13].

Стратегия задает лишь общий вектор развития, а вот инструменты и правовую базу формируют иные нормативно-правовые акты [13-16].

Согласно законодательству Российской Федерации (№ 296-ФЗ) климатические проекты могут реализовывать все субъекты права. При этом такая деятельность должна соответствовать критериям климатических проектов, установленных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Подтвержденные (верифицированные) сведения по результатам реализации мероприятий будут включаться в реестр углеродных единиц (далее – УЕ).

Верифицированным результатом климатических проектов выступают УЕ и квотирование осуществляется в рамках эксперимента.

В целях реализации названных положений Закона № 296-ФЗ были приняты нормативные документы, которые устанавливают критерии для классификации юридических лиц и индивидуальных предпринимателей как регулируемых организаций, а также критерии для климатических проектов и правила верификации их результатов. Они также содержат инструкции по созданию и ведению реестра выбросов ПГ и правила предоставления и проверки отчетов о таких выбросах. Кроме того, нормативные акты

Правительства Российской Федерации регулируют вопросы, связанные с выпуском углеродных единиц (УЕ), а также проведением операций с ними в реестре и тарифами на услуги, предоставляемые оператором.

Результатом внедрения мер, установленных Федеральным законом № 296-ФЗ, экономические субъекты получают инструменты для уменьшения углеродного следа, что в свою очередь можно расценивать, как релевантное сокращение негативного человеческого воздействия на глобальную экологическую среду и климат [4].

Возникновение углеродного регулирования и его экстраполяция на новые регионы, субъекты рынка приведет к постепенному росту затрат для тех промышленных компаний, которые не реализуют проекты, направленные на декарбонизацию своих производственных процессов. То есть возникают новые рыночные барьеры, которые необходимо учитывать.

И экономические, и регуляторные инструменты углеродного ценообразования нацелены на стимулирование снижения углеродного следа.

В свою очередь снижение углеродного следа на уровне бизнеса возможно только при реализации соответствующих инвестиционных проектов и закладывании ориентиров на стратегическом уровне.

В научной литературе и нормативно-правовых документах существуют разночтения в терминологии инвестиционного проекта, а также нет единого определения инвестиционного проекта в условиях перехода.

В соответствии с Р-Газпром 164-2017 [21] «инвестиционный проект - обоснование технико-экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, долгосрочных финансовых вложений и приобретения внеоборотных активов, в том числе необходимая предпроектная и проектная документация, разработанная в соответствии с действующими правовыми и нормативными документами Российской Федерации и (или) другим применимым законодательством и утвержденными в установленном порядке стандартами».

Матиенко Н. Н., Мыльник В., Ример М.И., Касатов А.Д. характеризуют инвестиционный проект как мероприятие, ориентированное на достижение целей и требующее вложение инвестиций [59].

С.А. Мохначев и другие авторы приходят к выводу, что инвестиционный проект подразумевает собой совокупность работ, выполняемых в определенной последовательности и связанных с вложением капитала в определенный объект для достижения тех или иных целей и результатов. А целесообразность реализации определяется выбранным методом оценки эффективности [69].

Для снижения выбросов нефтегазовых компаний по Охвату 1 реализуются инвестиционные проекты по следующим направлениям:

1) операционные процессы: повышение операционной эффективности предприятий; энергоэффективность; переработка, повторное использование и утилизация вторичных ресурсов; использование технологий улавливания CO₂ (CCS/CCUS);

2) снижение выбросов метана и попутного нефтяного газа (далее – ПНГ): сокращение утечек; снижение объемов сжигания; производство низкоуглеродной газохимической продукции;

3) прочие: высадка лесов, природоохранные мероприятия.

Для снижения выбросов по Охвату 2 применимы следующие направления:

– операционные процессы: энергоэффективность зданий и сооружений, закупка низкоуглеродной электроэнергии;

– перевод предприятий на низкоуглеродные источники энергии.

Компании сталкиваются с различными проблемами, среди которых можно выделить неопределенность нормативно-правового регулирования, высокие капитальные затраты и общую экономическую неэффективность имплементируемых технологий. Все эти составляющие должны учитываться при оценке эффективности инвестиционных проектов.

Таким образом, с одной стороны, инвестиционный проект должен способствовать достижению любых поставленных целей. Это может быть общественная, экологическая и прочая значимость проекта. С другой стороны, инвестиционный проект чаще является обоснованием технико-экономической целесообразности, то есть характеризуется показателями экономической эффективности.

Применительно к проектам, реализуемым в условиях декарбонизации и следования концепции устойчивого развития, важны как экономическая, так и неэкономическая составляющие.

1.3 Сравнительная характеристика методик оценки эффективности на предмет необходимости их дополнения/корректировки/обновления в условиях декарбонизации

Автором были проанализированы универсальные и корпоративные методики оценки эффективности инвестиционных проектов: методика оценки эффективности UNIDO; Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденные Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Госстроем; Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений ПАО «Газпром»; Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов ПАО «Лукойл» [19; 20; 77].

«Классификация инвестиционных проектов влияет на принципы и подходы к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов в зависимости от набора ключевых характеристик проекта» [77]. В результате анализа деятельности российских и международных компаний автором разработана классификация типовых инвестиционных проектов нефтегазовых компаний.

В основе классификатора лежит принцип фасетной классификации (совокупности классификаций, осуществляемых одновременно по различным признакам). Классификация отражена на рисунке 10.



Источник: составлено автором по данным [20].

Рисунок 10 – Фасетная классификация инвестиционных проектов

Фасетная классификация инвестиционных проектов учитывает следующие классификационные признаки:

- бизнес-сегмент;
- стадия жизненного цикла проекта;
- форма осуществления;
- цель реализации.

В соответствии с классификацией по бизнес-сегментам выделяют следующие виды проектов:

- добыча углеводородного сырья;
- транспортировка углеводородного сырья;
- хранение углеводородного сырья;

- переработка углеводов, в том числе производство СПГ;
- генерация энергии.

Данный классификационный признак устанавливает требования к исходным данным, методам для определения доходной составляющей и методам к расчету эксплуатационных расходов, оцениваемых в рамках инвестиционных проектов.

В рамках классификации по стадиям жизненного цикла проекта выделяются:

- осуществление прединвестиционных исследований;
- разработка проектной документации;
- мониторинг реализации проектов.

Данный классификационный признак главным образом определяет:

- требования к глубине детализации капитальных вложений и эксплуатационных расходов;
- источники данных для расчета показателей эффективности инвестиционного проекта;
- требования к учету исторических (фактических) денежных потоков;
- требования к актуализации исходной информации.

На основе классификации по форме осуществления выделяют следующие виды проектов:

- проекты, связанные с капитальными вложениями (капитальное строительство, проекты приобретения внеоборотных активов);
- проекты в форме долгосрочных финансовых вложений [19].

Данный классификационный признак определяет требования к составу рассчитываемых показателей экономической эффективности и формирование денежного потока по финансовой деятельности. Для проектов в форме капитальных вложений проводятся расчет показателей экономической эффективности проекта и оценка финансовой реализуемости проекта. Для проектов долгосрочных финансовых вложений необходимо дополнительно

проводить расчет показателей экономической эффективности участия в проекте.

По цели реализации проекта выделяют коммерческие и некоммерческие проекты.

При этом некоммерческие проекты могут быть нацелены на обеспечение безопасности, импортозамещение, технологическое развитие или быть общественно значимыми. Для подобных проектов экономическая эффективность не является решающим фактором при принятии решений о реализации.

Для проектов, реализуемых в условиях декарбонизации, необходим классификационный признак, который будет разделять инвестиционные проекты на имеющие и не имеющие декарбонизационную составляющую и определять требования к исходным данным, подходам к определению доходной составляющей, с учетом возникающих декарбонизационных эффектов, и подходам к учету инвестиций на декарбонизацию.

Эффективность каждого инвестиционного проекта можно рассматривать как показатель, демонстрирующий на сколько проект соответствует целям и интересам его участников [20].

«Может быть оценена эффективность проекта в целом, либо эффективность участия в нем» [20].

Принципиальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта в целом, представленная на рисунке 11, «согласно действующим методикам, состоит из оценки общественной значимости проекта и оценки коммерческой эффективности проекта» [77].

Первоначально производится оценка общественной значимости проекта. Если общественная эффективность проекта подтверждается, оценивается коммерческая эффективность. Если проект коммерчески неэффективен, рассматриваются возможности поддержки проекта и производится оценка с учетом предлагаемых мер. В случае отрицательного результата проект считается неэффективным. При положительном результате

переходят к формированию организационно-экономического механизма реализации проекта, определению состава участников и источников финансирования.

В случае, если общественная значимость не подтверждается, следующим шагом проводится оценка коммерческой эффективности проекта. Если экономическая эффективность подтверждается, наступает этап формирования организационно-экономического механизма реализации мероприятий, определения участников и поиск источников финансирования. При отрицательном результате проект признается неэффективным.



Источник: составлено автором [20].

Рисунок 11 – Принципиальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта в целом

Инвестиционные проекты нефтегазовых компаний, реализуемые в условиях декарбонизации, должны быть общественно значимыми: иметь положительный экологический (снижение углеродного следа) и социальный эффект. При этом принципиальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта в условиях декарбонизации должна быть развита с

учетом возникающих декарбонизационных эффектов при реализации инвестиционных проектов.

При анализе эффективности инвестиционных проектов применяются следующие ключевые принципы, которые также актуальны для проектов, реализуемых в условиях декарбонизации.

- 1) Оценка проводится на протяжении всего жизненного цикла.
- 2) Жизненный цикл проекта зависит от срока службы оборудования.
- 3) Моделирование денежных потоков, учет фактора времени [77].

В расчет включаются все денежные потоки (притоки и оттоки), связанные с реализацией рассматриваемого проекта. При оценке рекомендуется использовать дисконтированные денежные потоки только от операционной и инвестиционной деятельности. В случае реализации проекта на территории Российской Федерации рекомендуется проводить оценку в рублях. В качестве ставки дисконтирования рекомендуется использовать WACC, либо иную ставку, используемую в компании для расчета инвестиционных проектов.

4) Расчет разностного денежного потока. Разностный денежный поток – вычисляемая величина равная значению математической разницы между денежным потоком, возникающим в условии реализации проекта (денежный поток «с проектом») и денежным потоком в случае, если проект не будет реализован (денежный поток «без проекта»), при условии, что все остальные факторы остаются неизменными [77].

5) Принцип положительности и максимума эффекта.

6) Учет инфляции. В зависимости от валюты, в которой осуществляются операции, рекомендуется использовать долларовую, рублевую или иную инфляцию. В качестве источника информации рекомендуется использовать данные Центральных Банков стран. Например, для рублевой инфляции данные Центрального Банка Российской Федерации.

7) Исключение из расчета затрат, уже понесенных или учитываемых в иных процессах. При реализации инвестиционных проектов могут возникать

понесенные в прошлом затраты «sunk costs», либо затраты, учитываемые в смежных процессах. Подобные затраты в расчете не учитываются.

8) Расчет терминальной стоимости. Терминальная стоимость проекта – это стоимость проекта в определенный момент времени в будущем.

Целесообразность расчета терминальной стоимости проекта в некоторых случаях объясняется способностью инвестиционного проекта приносить доход или генерировать убытки по окончании горизонта расчета.

Терминальная стоимость может использоваться для ограничения денежных потоков проекта с неопределенным сроком службы периодами в несколько лет (обычно 5-7 лет). Прогнозирование денежных потоков проекта на более длительные периоды подвергает результаты таких расчетов множеству рисков. Главную роль, как правило, играет значительная неопределенность, связанная с прогнозированием макроэкономических условий (курсов валют, изменений налогового законодательства, рыночной конъюнктуры и др.) более чем на несколько лет.

Ограничение горизонта расчета денежных потоков проекта также применяется в случае отсутствия необходимых исходных данных для точного и достоверного прогнозирования доходных поступлений на длительный период, а также планирования инвестором «входа/выхода» в/из проекта до окончания прогнозируемого периода.

Терминальная стоимость рассчитывается для проектов государственно-частного партнерства, которые предполагают на определенном шаге горизонта расчета «выход» государства из проекта и приобретение доли проекта другим инвестором.

На практике терминальная стоимость проекта применяется и при реализации венчурных проектов. В данном случае она позволяет владельцу капитала рассчитать необходимый размер инвестиций для получения желаемой доли проекта (компании).

Расчет терминальной стоимости основывается на предположении о том, что свободный денежный поток проекта (компании) продолжит расти с

постоянной скоростью до бесконечности. Терминальная стоимость TV (terminal value) рассчитывается по формуле (1)

$$TV = \frac{FCF_t(1 + g)}{(1 + \alpha)}, \quad (1)$$

где FCF_t – свободный денежный поток в последний прогнозный период;
 g – темп роста денежного потока в постпрогнозный период;
 α – ставка дисконтирования.

Следует отметить, что в отдельных случаях требуется корректировка значения свободного денежного потока в последний прогнозный период при расчете терминальной стоимости. В данной величине не должны учитываться денежные потоки, характерные только для данного периода и не связанные с будущими притоками и оттоками, такие как однократные (не повторяющиеся регулярно) возвраты займов, поступления от продажи активов и так далее.

При оценке инвестиционного проекта необходимо также учесть влияние неопределенностей и рисков.

«Расчет показателей эффективности на основе разностного денежного потока. Разностный денежный поток является способом сравнения ситуаций «с инвестиционным проектом», «без инвестиционного проекта»» [20].

Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов осуществляется с использованием общепринятых показателей.

Чистым доходом (далее – NCF) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период как показано в формуле (2)

$$NCF = \sum_{t=0}^n CF_t, \quad (2)$$

где CF_t – денежный поток для года t ;
 n – последний год горизонта расчета.

Чистый дисконтированный доход – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период является важнейшим показателем эффективности проекта и рассчитывается по формуле (3)

$$NPV = \sum_{t=0}^n CF_t r_t, \quad (3)$$

где CF_t – денежный поток для года t ;
 r_t – коэффициент дисконтирования для года t ;
 n – последний год горизонта расчета.

Коэффициент дисконтирования для года t рассчитывается по формуле (4)

$$r_t = \frac{1}{(1 + R)^t}, \quad (4)$$

где R – норма дисконта, частным случаем нормы дисконта является средневзвешенная стоимость капитала WACC.

NCF и NPV являются характеристиками превышения суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для описываемого проекта без учета и с учетом неравноценности эффектов (в частности затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени соответственно.

Для признания проекта эффективным с инвестиционной точки зрения необходимо, чтобы NPV проекта положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтителен проект с большим значением NPV.

В наиболее распространенном случае инвестиционных проектов, начинающихся с (инвестиционных) затрат и имеющих положительный ЧД, IRR называется положительное число R_v , при котором NPV обращается в 0.

В общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число R_v , что при норме дисконта $R = R_v$ чистый

дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях R отрицателен, при всех меньших значениях R положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что IRR не существует.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение IRR сопоставляется с нормой дисконта R . Инвестиционные проекты, у которых $IRR > R$, имеют положительный NPV , и поэтому эффективны. Проекты, у которых $IRR < R$, имеют отрицательный NPV , и потому неэффективны.

Для комплексных расчетов эффективности инвестиционных проектов нормативное значение IRR определяется как средневзвешенное значение пропорционально долям инвестиций в составные проекты и применяется для:

- экономической оценки проектных решений, при наличии приемлемых значений IRR (зависящих от области применения) у проектов данного типа;
- оценки степени устойчивости инвестиционного проекта по разности $IRR - R$;
- установления участниками проекта нормы дисконта R на основе внутренней нормы доходности альтернативных направлений вложения инвестиций.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) равен отношению суммы дисконтированных элементов операционного денежного потока к величине дисконтированной суммы элементов инвестиционного денежного потока. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций как показано в формуле (5)

$$PI = \frac{NPV}{\sum_{t=0}^n CF_t^i \alpha_t} + 1, \quad (5)$$

где CF_t – денежный поток для года t ;

α_t – коэффициент дисконтирования для года t ;

t – текущий год расчета (1, 2, ...n).

PI характеризует относительную «отдачу проекта» на вложенные в него средства и используется в качестве критерия для ранжирования инвестиционных проектов для включения в инвестиционную программу.

Оценку экономической эффективности инвестиционных проектов осуществляют на основе следующих общепринятых показателей, характеристики которых представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики показателей экономической эффективности инвестиционного проекта

Показатель экономической эффективности	Характеристика показателя экономической эффективности
1	2
Чистый доход (NCF)	Показатель позволяет накопленный денежный эффект от инвестиционного эффекта без учета дисконтирования
Чистый дисконтированный доход (NPV)	Целесообразно использовать показатель при выборе оптимального проекта или варианта. Чем больше NPV, тем предпочтительнее проект.
Внутренняя норма доходности (IRR)	Проект экономически целесообразен в случаях, когда значение данного показателя соответствует или превышает заданную доходность инвестиций
Недисконтированный период окупаемости (PP)	При прочих равных условиях наиболее привлекательным является проект (вариант реализации проекта) с наименьшим недисконтированным периодом окупаемости
Дисконтированный период окупаемости (DPP)	При прочих равных условиях наиболее привлекательным является проект (вариант реализации проекта) с наименьшим дисконтированным периодом окупаемости
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI)	Инвестиционно-привлекательными являются проекты, индекс доходности дисконтированных инвестиций которых больше 1. Если значение данного показателя больше 1, проект имеет положительное значение чистого дисконтированного дохода

Продолжение таблицы 3

1	2
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	Показатель позволяет представить максимальный размер потерь, которые может понести инвестор в случае отказа от реализации проекта в тот момент, когда были произведены основные инвестиции, а положительные потоки еще не были сгенерированы. Минимум кривой накопленных денежных потоков показывает максимальную сумму возможных потерь инвестора. Пересечение с осью абсцисс – период окупаемости проекта

Источник: составлено автором по материалам [20].

Обозначенные показатели являются применимыми, но недостаточными для оценки инвестиционных проектов в условиях декарбонизации.

Инвестиционные проекты, связанные с декарбонизацией, сопряжены с высоким уровнем неопределенности ввиду влияния различных факторов и могут привести к потере устойчивого развития компании.

Также могут быть допущены ошибки при ранжировании проектов при включении в инвестиционную программу. Текущие подходы к ранжированию проектов при составлении инвестиционной программы не используют в качестве критерия показатели, учитывающие эффекты, возникающие в результате декарбонизации.

Влияние неопределенностей и риска на общепринятые показатели эффективности инвестиционного проекта могут привести к ситуации, когда результаты сравнения проектов меняют знак (наилучший проект оказывается наихудшим и наоборот).

Согласно методике оценки эффективности инвестиционных проектов проект считается устойчивым, если при всех сценариях он оказывается эффективным и финансово реализуемым, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационно-экономическим механизмом проекта [19]. Так, необходимым является учет цены углерода.

Согласно методике оценки эффективности инвестиционных проектов, при оценке устойчивости и эффективности проекта в условиях неопределенности следующие методы рекомендуются к использованию:

- укрупненная оценка устойчивости;
- расчет уровней безубыточности;
- метод вариации параметров;
- оценка ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности.

Необходимо проанализировать применимость данных подходов и показателей к оценке проектов, связанных с декарбонизацией.

В результате анализа выявлено, что данные методы основаны на уже определенных ранее показателях и не дают полноценного учета рисков ввиду действия внешних факторов и невозможности устранения последствий мерами, которые предусмотрены организационно-экономическим механизмом проекта, что отражено в таблице 4.

Таблица 4 – Методы оценки устойчивости и эффективности проекта в условиях неопределенности

Метод	На что направлен	Применимость к оценке проектов, связанных с декарбонизацией
Укрупненная оценка устойчивости	Пессимистичные макропредпосылки, изменение нормы дисконта	Не применимо в случае введения углеродных платежей
Расчет уровней безубыточности	Задаются определенные параметры: объем производства, цена производимой продукции	Комплексный проект, включающий декарбонизационную составляющую (с учетом эффекта от декарбонизации)
Метод вариации параметров	Анализ чувствительности	Применим после учета декарбонизационной составляющей
Оценка ожидаемого эффекта проекта с учетом неопределенности	Расчет показателей	Применимо для показателей оценки эффективности
Ставка дисконтирования и ее корректировка с учетом риска	Изменение ставки дисконтирования	Не применимо в случае введения углеродных платежей

Источник: составлен автором по материалам [20].

В ГОСТ Р 58771-2019 «Менеджмент риска» выделяется набор методов для учета неопределенности и риска. Необходимо выделить те из них, которые подходят для оценки инвестиционных проектов, реализуемых в условиях декарбонизации. Наиболее применимыми являются методы групп «экспертный опрос» и «деревья решений», последние также могут быть применены для расчета показателей эффективности проекта, что отображено в таблице 5.

Таблица 5 – Набор методов для учета неопределенности и риска, и их применимость к инвестиционным проектам в условиях декарбонизации

Метод	Описание	Группа (классификация)	Применимость
1	2	3	4
Условная стоимость под риском (CVaR)	Показатель убытка финансового портфеля в наихудших случаях	Количественная оценка	Не подходит в связи с разнонаправленным действием факторов
Матрица последствий, вероятности	Отображение рисков на матрице с осями последствия/ вероятность	Количественная оценка	Не подходит в связи с невозможностью сравнения факторов
Анализ дерева решений	Используется древовидное представление: модель решений и их последствий	Деревья решений	Подходит (находит свое отражение в показателе EMV)
Метод Делфи	Сбор суждений через последовательные опросники	Экспертный опрос	Подходит для оценки степени воздействия факторов
Анализ дерева событий/ отказов	Моделируются возможные результаты от главного события	Деревья	Невозможно точно замоделировать в случае проектов, реализуемых в условиях декарбонизации
Метод Исикавы	Факторы, влияющие на результат, определяются, делятся на категории и отображаются в древовидной структуре	Деревья	Применяется для выделения факторов

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Моделирование методом Монте-Карло	Вычисляется вероятность результатов путем запуска нескольких симуляций с использованием случайных величин	Моделирование	Невозможно точно определить распределение задаваемых изначально параметров
Сценарный анализ	Определяются возможные сценарии посредством предположений, экстраполяции/ моделирования. Рассматривается риск для каждого из этих сценариев	Моделирование	Может применяется для внешней цены углерода, закладываемой в модель

Источник: составлено автором по данным [18].

Частным случаем дерева решения является показатель EMV (ожидаемая денежная стоимость), отраженная в формуле (6).

Показатель рассчитывается как сумма произведений вероятности и значения денежного результата по каждому возможному варианту формирования денежных потоков (варианты могут отличаться реализацией различных рисков, существенно влияющих на показатели эффективности проекта). В качестве денежной оценки следует использовать NPV. Данный показатель в нефтегазовых компаниях обычно применяется для оценки инвестиционных проектов бизнес-сегмента upstream ввиду наличия значительной неопределенности на начальных стадиях проработки и реализации проекта.

$$EMV = \sum_{i=1}^m NPV_i \times p_i \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^m p_i = 1,$$

где NPV_i – NPV варианта реализации проекта i ;

p_i – вероятность реализации варианта i .

Указанный показатель предлагается использовать при оценке эффективности проектов в условиях декарбонизации. Основной трудностью является определение вероятности реализации варианта.

Таким образом, можно обозначить следующие проблемы существующих методик:

- 1) необходимость учета дополнительно эффекта, возникающего в результате декарбонизации;
- 2) необходимость дополнения классификации инвестиционных проектов признаком, позволяющим выделять инвестиционные проекты с и без декарбонизационной составляющей для целей дальнейшей корректной оценки эффективности;
- 3) необходимость адаптации схемы оценки эффективности инвестиционного проекта в целом;
- 4) необходимость расширения набора показателей для инвестиционных проектов, реализуемых в условиях декарбонизации, с дополнительным учетом риска, возникающего в результате действия внешних факторов, в том числе адаптация показателя EMV.

Выводы к главе 1

В первом параграфе выполнен обзор научной литературы и отчетов международных организаций, связанных с концепцией устойчивого развития и понятием «устойчивость». Преломлено понятие «устойчивое развитие» на уровень компании. Для нефтегазовых компаний определено, что ключевым элементом данного понятия является декарбонизация (снижение углеродного следа), и предложено его адаптированное определение. Обоснована необходимость декарбонизации всей цепочки создания стоимости при помощи реализации инвестиционных проектов с целью достижения целей устойчивого развития. Сделан вывод, что имплементация устойчивого развития на уровне компании осуществляется через механизм устойчивого

развития, рассмотрены подходы к его определению. Предложена декомпозиция «механизма устойчивого развития» и его дефиниция для нефтегазовой компании. В результате анализа выявлено, что одним из основных элементов механизма является бизнес-модель компании и ее изменение в условиях декарбонизации в связи с трансформацией планирования: стратегического и инвестиционного.

Во втором параграфе проанализировано международное и национальное регулирование декарбонизации: энергопереход, основные международные соглашения (Киотский протокол, Парижское соглашение). По результатам анализа топливно-энергетических балансов регионов выявлено, что углеводородное сырье по-прежнему является важным источником энергии и будет являться основной топливно-энергетического баланса стран в ближайшем будущем. При этом увеличивается доля более чистых источников энергии и (или) снижение углеродного следа УВС. Выявлено, что одним из наиболее важных факторов, стимулирующих реализацию инвестиционных проектов, направленных на декарбонизацию, является углеродное ценообразование. В параграфе показана связь между различными механизмами углеродного ценообразования и сделан вывод об их непосредственном влиянии на инвестиционные проекты промышленных, в том числе нефтегазовых компаний.

В завершение проанализированы существующие методики оценки эффективности инвестиционных проектов. Обнаружено, что в действующих как универсальных, так и корпоративных методиках не содержатся методические подходы, позволяющие учесть эффекты, возникающие в результате декарбонизации: снижение платы за выбросы; появление положительных денежных потоков при реализации квот и сокращений. Так, требуется их развитие в части классификации проектов, порядка оценки эффективности и набора показателей.

Глава 2

Методические особенности оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации

2.1 Цена на углерод как стимул реализации инвестиционных проектов в условиях декарбонизации

Ужесточение экологической политики стран, введение жестких требований по сертификации продукции, развитие механизмов углеродного ценообразования создают стимулы для декарбонизации компаний. МГЭИК, МВФ в своих отчетах обозначают, что цена на углерод является эффективным экономическим инструментом [173].

Компании вынуждены снижать углеродный след для сохранения своей конкурентоспособности. В ином случае, они будут вынуждены заплатить углеродный налог/ штраф/ трансграничный платеж (СВАМ)/ купить квоту. Указанные факторы находят отражение в стоимости тонны CO₂-экв. (цена на углерод).

Для принятия решения о реализации инвестиционного проекта и корректной оценки его эффективности необходимо заложить в модель величину углеродного следа производимой продукции и стоимость тонны CO₂-экв. (цена на углерод).

В зависимости от направления реализации продукции, структуры производимой продукции стоимость тонны CO₂-экв. может сильно различаться.

Существуют два принципиальных подхода к определению цены на углерод: внутренняя (корпоративная) цена и внешняя.

«Внутренняя (корпоративная) цена на углерод представляет собой внутренний бенчмарк компании, закладываемый в нормативные документы

компаний. Эта цена варьируется в зависимости от вида деятельности, направления поставок и целей конкретной компании» [80].

Согласно исследованиям World Bank основные причины, по которым компании используют внутреннюю цену на углерод: стимулирование низкоуглеродных инвестиций, энергоэффективности; идентификация и использование низкоуглеродных возможностей; ориентация на углеродное регулирование, ответ на запросы инвесторов; проверка эффективности инвестиций [129].

В зарубежной практике основными направлениями использования внутренней цены углерода являются: стратегия; инвестиционные решения; риски и возможности (CBAM, внутреннее углеродное регулирование), измерение эффективности [80].

Внутренняя цена внедряется в международные стандарты нефинансовой отчетности: TCFD, CDP; проекты стандартов: IFRS S2 Climate-related Disclosures, EFRAG, SEC.

Данный параметр закладывается в ESG рейтинги: S&P Global Corporate Sustainability Assessment, FTSE и другие.

Российские нефтегазовые компании также начинают обращать внимание на данную практику: Газпромнефть, СИБУР, Лукойл.

Подходы к формированию внутренней цены на углерод

Скрытая цена на углерод (гипотетическая цена, применяемая при планировании проектов и анализе потенциальных рисков), внутренний налог (фиксированный налог или плата, взимаемая с подразделений – фактическая денежная сделка, между подразделениями), внутренняя СТВ (устанавливается лимит на количество выбросов ПГ для структурных подразделений), неявная цена (определяется в зависимости от фактических затрат с реализованных проектов). По данным World Bank 67% компаний используют скрытую цену.

С точки зрения подходов к оценке инвестиционных проектов скрытая цена на углерод является более прозрачной и понятной.

Проблемы при установлении цены на углерод:

- 1) отсутствие единой дефиниции термина «цена на углерод»;
- 2) отсутствие общей методики на установление внутренней цены;
- 3) необходимость учета специфики деятельности компании и ее стратегических целей;
- 4) неопределенность долгосрочной климатической политики;
- 5) установление «справедливой» цены.

«Рекомендации CDP по внедрению качественного механизма определения внутренней цены на углерод в компании:

- 1) привлечение бизнес-подразделений, установление четких целей, подготовка оптимального экономического обоснования;
- 2) разработка подхода для определения внутренней цены углерода на основе передовой практики;
- 3) внедрение подхода (пилотные проекты, план по внедрению);
- 4) мониторинг и оценка подхода» [80;128].

Основываясь на рекомендациях и изученной практике применения понятия «цена углерода», а также с учетом необходимости ее использования при оценке декарбонизационных эффектов, возникающих при реализации инвестиционных проектов, предложено следующее уточнение определения и классификации.

«Внешняя цена углерода (метод ценообразования – «от рынка») – цена за тонну CO₂-экв., формирующаяся вне компании под воздействием регуляторных инициатив: углеродные налоги, квоты, сертификаты.

Внешняя цена на углерод создает существенные ценовые риски для деятельности нефтегазовых компаний как на внешнем, так и на внутреннем рынках (в случае введения платы за выбросы).

Внутренняя (корпоративная) цена на углерод (метод ценообразования – к рынку) представляет собой внутренний бенчмарк компании, закладываемый в нормативные документы компании. Эта цена варьируется в зависимости от вида деятельности, направления поставок, портфеля производимой продукции и целей конкретной компании» [80].

На уровне отдельного инвестиционного проекта – это фиксированная цена (параметр), при которой NPV (чистый дисконтированный доход) равен нулю).

Общая формула NPV расписывается следующим образом как показано в формуле (7)

$$\begin{aligned}
 NPV &= \sum_{t=0}^n CF_t / (1+r)^t = \sum_{t=0}^n TR_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n \Delta IC_t / (1+r)^t = \\
 &= P_{\text{вн fix}} * \sum_{t=0}^n \Delta C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^n \Delta IC_t / (1+r)^t,
 \end{aligned} \tag{7}$$

где NPV – чистый дисконтированный доход t -му году расчета инвестиционного проекта, денежных единиц (далее – д.е.);

$P_{\text{вн fix}}$ – внутренняя цена на углерод, д.е. / т CO_2 -экв.;

TR_t – выручка по j -му шагу расчета инвестиционного проекта, д.е.;

ΔIC_t – затраты на декарбонизацию по t -му году расчета инвестиционного проекта, д.е.;

ΔC_t – снижение углеродного следа по t -му году расчета инвестиционного проекта, (т CO_2 -экв.).

Так, для $NPV=0$ можно выразить цену (фиксированный параметр) как показано в формуле (8)

$$P_{\text{вн}} = \sum_{i=0}^n \Delta IC_i / (1+r)^i / \sum_{i=0}^n \Delta C_i / (1+r)^i = \Delta IC_{\text{dec}} / \Delta C, \tag{8}$$

где $P_{\text{вн}}$ – внутренняя цена на углерод, д.е./ т CO_2 -экв.;

ΔIC_{dec} – дисконтированные затраты на декарбонизацию, д.е.;

ΔC_i – дисконтированные затраты на декарбонизацию по i -му инвестиционному проекту, д.е.;

ΔC_i – дисконтированное снижение углеродного следа по i -му инвестиционному проекту, (т CO₂-экв.).

На уровне компании внутренняя цена на углерод может быть определена по следующей формуле (9)

$$P_{\text{вн}} = \sum_{i=1}^n \Delta IC_{\text{dec } i} / \sum_{i=1}^n \Delta C_i,$$

где $P_{\text{вн}}$ – внутренняя цена на углерод, д.е./ т CO₂-экв.;

$\Delta IC_{\text{dec } i}$ – дисконтированные затраты на декарбонизацию по i -му, инвестиционному проекту, д.е.; (9)

ΔC_i – дисконтированное снижение углеродного следа по i -му инвестиционному проекту, (т CO₂-экв.).

Так, внутренняя цена определяется как сумма затрат (инвестиций) на декарбонизацию по инвестиционному проекту, деленная на величину снижения углеродного следа за все годы реализации проекта, приведенных (продисконтированных) к текущему году по ставке дисконтирования, установленной в макроэкономических предпосылках компании.

Для нефтегазовых компаний важным является выбор подхода: установление единой цены для всех проектов или дифференциация цены по типам инвестиционных проектов.

«С учетом необходимости использования внутренней цены углерода для оценки и приоритизации инвестиционных проектов в нефтегазовых компаниях, предлагается использовать следующую принципиальную схему, которая может уточняться в зависимости от целей конкретной компании» [80].

1) Определение объема выбросов CO₂, которым компания может управлять (Охват 1, 2).

2) Определение набора мероприятий, направленных на снижение углеродного следа.

- 3) Определение стоимости мероприятий и потенциального объема снижения углеродного следа.
- 4) Выбор классификационного признака инвестиционного проекта на основе предложенной фасетной классификации для дифференциации цены на углерод.
- 5) Привязка набора мероприятий к инвестиционным проектам (в соответствии с классификационным признаком).
- 6) Определение внутренней цены на углерод для группы проектов (в соответствии с классификационным признаком).
- 7) Использование внутренней цены в качестве показателя для принятия предварительного решения о дальнейшей проработке проекта (сравнение с внешней ценой). Позволяет уже на начальной стадии проработки проекта отсеять проекты с неэффективной декарбонизационной составляющей.

В результате анализа нефтегазовых компаний выявлено, что наиболее подходящим для применения классификационным признаком для установления внутренней цены на углерод является «бизнес-сегмент». Именно в такой разбивке компании отчитываются по выбросам в нефинансовой отчетности, согласно стандарту GRI 305.

Для оценки инвестиционных проектов недостаточно использовать только внутреннюю цену на углерод. Важным является соотношение между внутренней и внешней ценой.

Внешняя цена на углерод

«Внешняя цена на углерод зависит от регуляторного воздействия и создает существенные ценовые риски для деятельности нефтегазовых компаний как на внешнем, так и на внутреннем рынках (в случае введения платы за выбросы)» [80].

Необходимо рассмотреть мировой рынок углеродных инструментов в разрезе стран и сформулировать механизм для прогнозирования стоимости тонны CO₂-экв. на ключевых экспортных направлениях.

Ранее на рисунке 9 автором была дана классификация и показана связь между различными механизмами углеродного ценообразования.

На данном этапе необходимо рассмотреть применимость этих механизмов в различных странах.

Системы торговли квотами и углеродные налоги внедрены или заявлены в большинстве стран Европы и Америки, а также на крупных рынках АТР.

По статусу внедрения систем торговли квотами и углеродных налогов целесообразно использовать следующий подход:

- 1) система торговли квотами на выбросы внедрена или ожидает запуска;
- 2) углеродный налог внедрен или ожидает запуска;
- 3) внедрены или ожидают запуска система торговли квотами, и углеродный налог;
- 4) углеродный налог внедрен или ожидает запуска, рассматривается ввод системы торговли квотами;
- 5) рассматривается внедрение системы торговли квотами или углеродного налога.

Так, согласно категориям 1-4 практически больше всего инициатив по углеродному регулированию внедряется на Северо-Американском континенте, в Европе, в Китае и частично в Южной Америке.

Для более корректной оценки эффективности внедрения инициатив необходимо посчитать показатель «доля покрываемых выбросов». Данный показатель рассчитывается согласно формуле (10)

$$\Delta = \Delta_{Country} / \Delta_{World}, \quad (10)$$

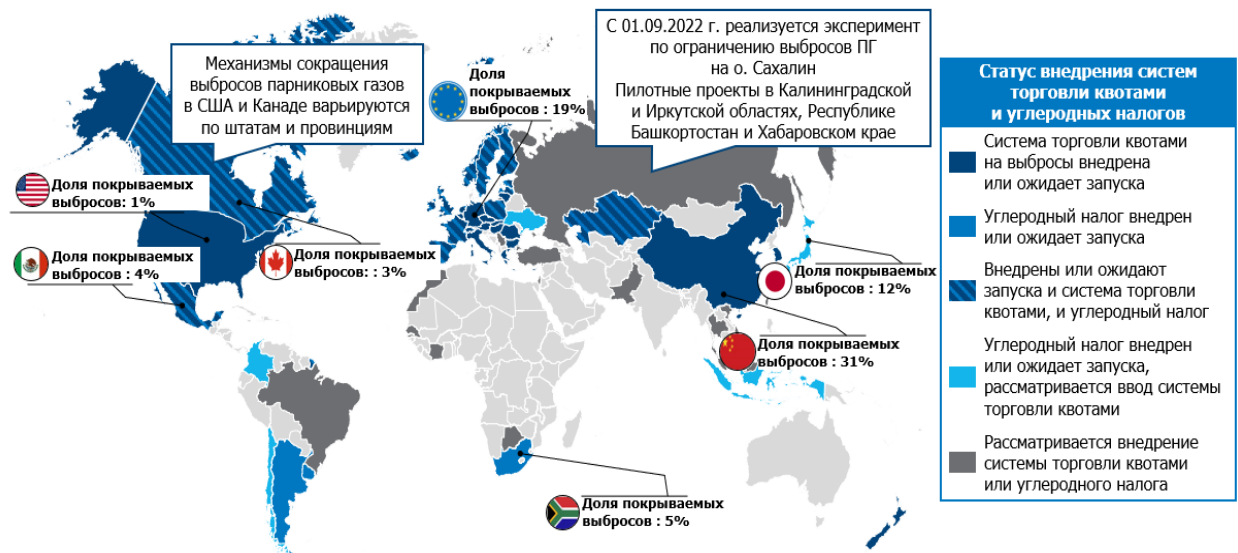
где Δ – доля покрываемых выбросов;

$\Delta_{Country}$ – доля выбросов, покрываемых системой торговли квотами и (или) углеродными налогами в отдельной стране;

Δ_{world} – доля выбросов, покрываемых системами торговли квотами и (или) углеродными налогами в мире.

В 2021 г. выбросы парниковых газов в мире составили 40,8 млрд тонн CO₂-экв. Системы торговли квотами покрывают 23% мировых выбросов (Δ_{world}).

Наибольшая доля покрываемых выбросов, согласно расчетам авторов, у Китая – 31%. Также высокая доля у Европейского Союза – 19%. Замыкает тройку лидеров Южная Корея. Страны Северной Америки суммарно имеют долю покрытия около 8%, что показано на рисунке 12.



Источник: составлено автором по данным [128].

Рисунок 12 – Статус внедрения систем торговли квотами и углеродных налогов по странам

Помимо доли покрываемых выбросов, важным фактором является цена на выбросы, измеряемая в долл./т CO₂-экв. Наибольшая цена за выбросы в странах с углеродным налогом – Швейцария и Швеция. По соотношению цены и объема покрываемых выбросов определяющим рынком по углеродному ценообразованию является Европейский союз, что показано на рисунке 13. Также крупными рынками являют Китай и Южная Корея.

World Bank считает, что дальнейшее развитие углеродного ценообразования в различных странах, в том числе в АТР, будет происходить с ориентиром на Европейскую климатическую повестку и организацию углеродного регулирования.



Источник: составлено автором по данным [128].

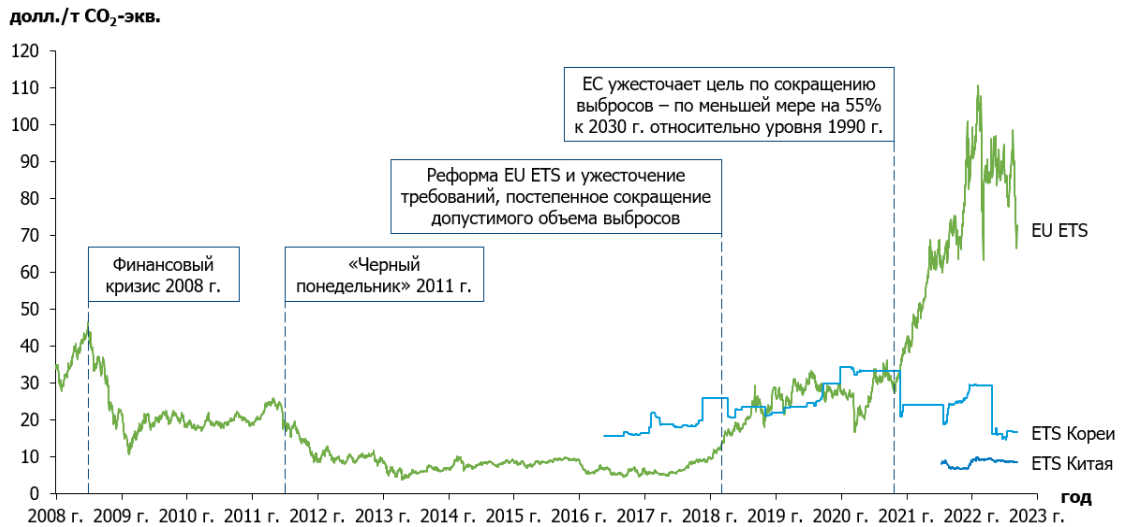
Рисунок 13 – Ключевые характеристики систем торговли квотами на выбросы и углеродных налогов по странам

Динамика стоимости квот на выбросы на ключевых площадках за период с 2008 г. по 2022 г. была положительной ввиду ужесточения климатической повестки. Так, на рынке ЕС снижение цены наблюдалось только в период кризисных явлений, финансового кризиса 2008 г. и «черного понедельника» в 2011 г.

Существенный рост цены наблюдался после реформы EU ETS и ужесточения требований: постепенное сокращение допустимого объема выбросов, а также после ужесточения цели по сокращению выбросов на 55% к 2030 г. относительно уровня 1990 г. – Fit for 55, что показано на рисунке 14.

На текущий момент цена на квоты продолжает расти ввиду постепенного снижения объема бесплатных квот и увеличения охвата: к системе торговли квотами присоединяются новые сектора экономики, что

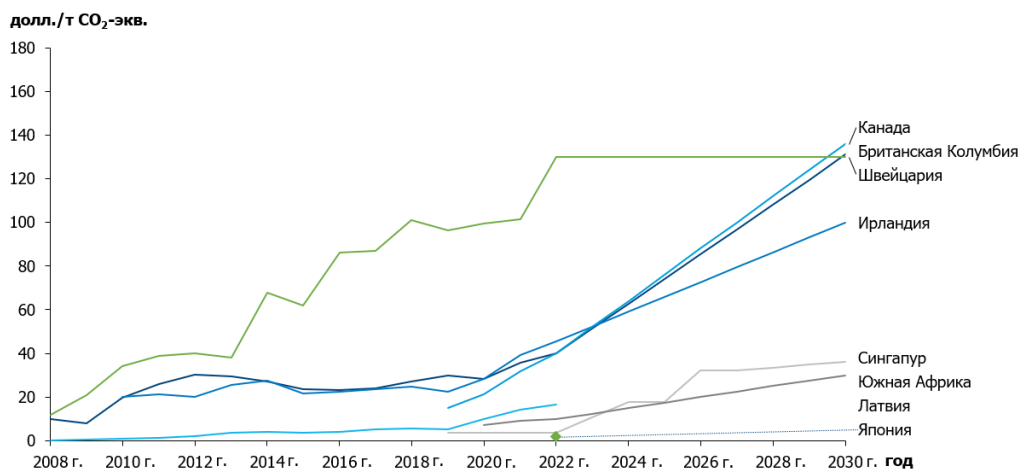
повышает спрос. В 2023 г. средняя цена на квоты на EU ETS была порядка 90 долл./т CO₂-экв.



Источник: составлено автором по данным [128].

Рисунок 14 – Динамика стоимости квот на выбросы на ключевых мировых площадках

Ставки углеродных налогов также устойчиво повышаются, что продиктовано установлением амбициозных экологических целей, показано на рисунке 15.



Источник: составлено автором по данным [128].

Рисунок 15 – Ставки углеродных налогов в различных странах

Рынок офсет-сертификатов, на сегодняшний день, является достаточно спекулятивным инструментом.

Рынок состоит из предложения офсет сертификатов и спроса на офсет сертификаты.

Предложение формируют международные, региональные, национальные, субнациональные и независимые механизмы.

Спрос на сертификаты возникает в рамках международных, внутристрановых обязательств, а также обязательств на основе достигнутых результатов. Отдельным блоком выделяется добровольная покупка офсет-сертификатов в качестве имиджевой политики компании, что показано на рисунке 16.



Источник: составлено автором по данным [129].

Рисунок 16 – Схема мирового рынка офсет-сертификатов

Офсет-сертификаты выпускаются эмитентами при условии реализации «зеленых» проектов, после чего могут направляться на свободный рынок.

Схема работы рынка офсет сертификатов представлена на рисунке 17.

- 1) Инвесторы осуществляют финансирование «зеленых» проектов.
- 2) Инициаторы «зеленых проектов» разрабатывают и реализуют проекты, обеспечивающие сокращение выбросов парниковых газов.
- 3) Инициаторы платят комиссию эмитенту зеленых сертификатов. Эмитент офсет-сертификатов устанавливает стандарты качества углеродных

кредитов, проводит сертификацию и выдачу сертификата, вносит проект в регистр.

4) Инициаторы проекта платят комиссию бирже за размещение офсет-сертификатов. Биржа является торговой площадкой, в рамках которой формируются цены и осуществляется торговля офсет-сертификатами.

5) Покупатели офсет-сертификатов осуществляют сделку по приобретению данного биржевого продукта для компенсации собственных выбросов по биржевой цене, с учетом дополнительной комиссии биржи.



Источник: составлено автором по данным [129].

Рисунок 17 – Схема работы рынка офсет-сертификатов

В качестве ориентира для принятия решения о необходимости трансформации бизнес-модели целесообразно использовать прогнозную цену на выбросы.

Как было обозначено ранее, индикатором, определяющим мировую климатическую повестку, является рынок Европейского союза. На него завязаны цены на биржах других стран.

Рынок ЕС устроен по принципу «Cap and Trade» (ограничь и продай).

Европейский союз устанавливает максимальное количество годовых выбросов в разрезе отраслей. Компании приобретают разрешения и имеют право торговать ими между собой.

В случае, если у компании нет разрешений на выбросы, и она выбрасывает парниковые газы свыше обозначенного норматива, она должна заплатить штраф в размере 100 евро за тонну выбросов.

На текущий момент, в ЕС есть бесплатные сертификаты, сертификаты, приобретаемые в рамках аукционов, что показано на рисунке 18. Бесплатные квоты выдаются некоторым европейским производителем и являются инструментом для регулирования рынка квот. В рамках EU ETS постепенно внедряются все больше рыночных механизмов, увеличивается доля торгуемых на аукционах сертификатов.



Источник: составлено автором по данным [129].

Рисунок 18 – Устройство системы EU ETS

К 2030 г. планируется вывод из обращения бесплатных квот. К настоящему моменту в Европейском Союзе нет единой позиции по поводу темпа снижения их доли.

В ЕС действуют специальные бенчмарки по выбросам для продуктов или промежуточных процессов. По мере ужесточения экологического законодательства, ужесточаются и бенчмарки, что показано на рисунке 19.

Так, например, для производства аммиака и водорода на 2021-2025 гг. установлен более жесткий бенчмарк, сравнивая с периодом 2016-2020 гг.

Для подсчета бесплатных квот действует специальная формула (11)

$$F = BM \times HAL \times CLEF, \quad (11)$$

где F – бесплатная квота;

BM – бенчмарк продукта (квота/ т продукции);

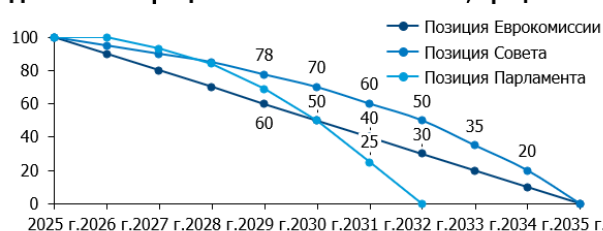
HAL – среднее значение объема производства за период, т;

$CLEF$ – коэффициент углеродной утечки: от 1 до 0,3 в зависимости от отрасли.

Количество бесплатных квот, т. CO₂-экв



Динамика сокращения бесплатных квот в ЕС, процент



Бенчмарки для выделения бесплатных квот ETS EU, квот/т

Продукт	Бенчмарк (2021-2025)	Бенчмарк (2016-2020)	Темп изменения (процент)
Аммиак	1,570	1,619	-3%
Водород	6,84	8,85	-23%

Бенчмарки считаются как интенсивность выбросов ПГ и представляют собой показатели 10% самых эффективных установок ЕС, производящих данный продукт. В результате, все установки получают одинаковое количество бесплатных квот на тонну произведенного продукта.

Схема подсчета бесплатных квот ETS EU, т CO₂-экв.

$$F = BM \times HAL \times CLEF$$

Для расчета бесплатной квоты существует специальная формула, которая учитывает:

- F – бесплатная квота
- BM – бенчмарк продукта (квота/т продукции)
- HAL – Historical Activity Level – среднее значение объема производства за определенный период (т)
- $CLEF$ – коэффициент «углеродной утечки» (carbon leakage): 1 или 0,3 в зависимости от отрасли.

Источник: составлено автором [174].

Рисунок 19 – Бесплатные квоты EU ETS

С механизмом бесплатных квот связана еще одна регуляторная инициатива, касающаяся импортеров из других стран. Речь идет о трансграничном углеродном механизме (далее – СВМ), параметры которого обозначены в таблице 6.

Европейская Комиссия обсуждает применение трансграничного углеродного механизма в качестве ключевого элемента плана ЕС «Fit for 55» для сокращения выбросов парниковых газов.

Таблица 6 – Параметры СВАМ

Параметр	Текущие параметры	Возможные параметры
Охватываемые продукты	Цемент, железо и сталь, алюминий, удобрения, в том числе аммиак и карбамид, электроэнергия	Расширить налог на полимеры, неорганическую химию, водород В долгосрочной перспективе вероятно расширение перечня продуктов
Охват	Охват 1 (прямые выбросы)	Охват 1+2 (прямые и косвенные выбросы)
Регулирование	27 регуляторных органов стран ЕС	Единый европейский регуляторный орган
Переходный период СВАМ и связь с EU ETS	До 2025 г. – обязательства по отчетности 2026 г. – начало торгов сертификатами 2030 г. – снижение бесплатных квот ETS на 50% 2035 г. – отказ от бесплатных квот	До 2025 г. – обязательства по отчетности 2026 г. – начало торгов сертификатами 2030 г. – полный отказ от бесплатных квот ETS
Механизмы мотивации (для EU ETS)	Отсутствуют	Система bonus-malus – наиболее эффективные предприятия получают дополнительные льготы, наименее эффективные – лишаются бесплатных квот

Источник: составлено автором по данным [128].

Трансграничный механизм будет действовать параллельно с Европейской системой торговли квотами, однако, СВАМ будет взиматься со следующих импортных товаров: цемента, алюминия, минеральных удобрений, электроэнергии, железа и стали.

С 2023 г. по 2025 г. будет осуществляться переходный период, в рамках которого импортеры указанных товаров должны предоставлять данные по

выбросам CO₂, N₂O, PFC без уплаты налога. После окончания переходного периода перечень импортных товаров для применения СВАМ будет расширен.

С 2026 г. Система трансграничного углеродного механизма начнет функционировать в полной мере: импортеры будут приобретать сертификаты СВАМ за каждую тонну выбросов CO₂, N₂O и PFC.

До 2030 г. планируется ужесточение регулирования и постепенный полный отказ от бесплатных квот в рамках EU ETS. Также возможно распространение системы на другие отрасли.

До 2035 г. СВАМ будет начисляться на углеродный след, который не покрывается бесплатной квотой (Free Allowances EU ETS). Разрешения выдаются только производителям-резидентам ЕС (не импортерам). Бесплатная квота используется в качестве референса в расчете СВАМ для уравнивания условий углеродного регулирования для местных производителей и импортеров.

Формула (12) расчета углеродного платежа в рамках СВАМ

$$C_{BAM} = (CF - CF_{free}) \times (C_{EU\ ETS} - C_{origin}), \quad (12)$$

где CF – углеродный след при производстве продукции (т CO₂-экв.);

CF_{free} – часть углеродного следа с учетом бесплатной квоты (т CO₂-экв.);

$C_{EU\ ETS}$ – стоимость квоты в Европейской системе торговли квотами (евро/ т CO₂-экв.);

C_{origin} – цена на углерод, уплаченная в стране происхождения продукции (евро/ т CO₂-экв.).

Российские компании, экспортирующие УВС, также попадают под действие СВАМ.

Помимо трансграничного углеродного регулирования на экспортных рынках плата за выбросы может быть введена и в Российской Федерации.

А в случае отсутствия согласованности национальной системы и системы других стран для компаний могут возникнуть двойные платежи.

Первая модель применения углеродного регулирования в России – Сахалинский эксперимент. Именно этот субъект планирует достичь углеродной нейтральности к 2025 году в рамках экспериментальной деятельности, проводимой в нашей стране. Регионом была разработана специализированная программа низкоуглеродного перехода основных секторов экономики (преимущественно – реального сектора), а также создание инновационных производств с минимальным объемом выбросов ПГ, а соответственно, с наименьшим углеродным следом [4].

Целью названного эксперимента является прикладное применение подходов к мониторингу и «контролю за выбросами парниковых газов, а также достижение целей по климатическим проектам, фиксированию УЕ и единиц выполнения квоты. Во исполнение Закона № 34-ФЗ в марте 2022 года создана отдельная нормативная база и доработаны частные уже принятые постановления Правительства Российской Федерации в части учетной системы для единиц выполнения квоты» [97].

Для компаний-участников эксперимента это хорошая перспектива монетизировать свои «экологически чистые» инициативы и эффективные решения в области экологии за счет снижения негативного воздействия на природную среду. Кроме того, компании имеют мотивацию снижать выбросы парниковых газов, чтобы торговать избытками углеродных единиц (далее – УЕ) в рамках системы торговли квотами.

После вступления в силу упомянутых выше правительственных актов, которые регулируют работу реестра УЕ и его запуск, внебиржевое обращение УЕ стало доступным пользователям. Процесс данного биржевого обращения и его стабильное функционирование будет реализовано по мере роста спроса на такие виды операции со стороны участников рынка [97].

Ключевые характеристики пилотного проекта по ограничению выбросов в Российской Федерации представлены на рисунке 20.



ФЗ № 34 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» от 06.03.2022



Место проведения: на старте – Сахалинская область, далее – Калининградская и Иркутская области, Республика Башкортостан и Хабаровский край



Сроки проведения: 01.09.2022 – 31.12.2028



Верификация – отдельное юридическое лицо, аккредитовано в национальной системе аккредитации



Участники:

- Предприятия с выбросами от 20 до 50 тыс. т CO₂ экв. – 7 шт.
- Предприятия с выбросами от 50 тыс. т CO₂ экв. – 12 шт.



Стимулирующих мер на текущий момент нет, но возможна поддержка на региональном и/или федеральном уровне. На текущем этапе климатический проект реализуется по принципу «дополнительности»



Источник: составлено автором.

Рисунок 20 – Сахалинский эксперимент торговли выбросами

«Сахалинский эксперимент» регулируется ФЗ № 34 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» от 06.03.2022.

Сроки проведения эксперимента – 01.09.2022-31.12.2028.

Этапы проведения эксперимента:

- 1) инвентаризация источников выбросов и поглощения ПГ;
- 2) ввод системы квотирования выбросов для крупнейших эмитентов;
- 3) подключение системы обращения УЕ.

Целью эксперимента является достижение в Сахалинской области углеродной нейтральности к 2025 г.

В результате реализации климатического проекта впервые в России 26.09.2022 прошли торги по продаже УЕ на Национальной товарной бирже:

- было продано двадцать углеродных единиц;
- заключено две сделки по десять углеродных единиц;
- стартовая цена – 900 руб. за единицу, конечная цена – 1 000 руб.

за единицу;

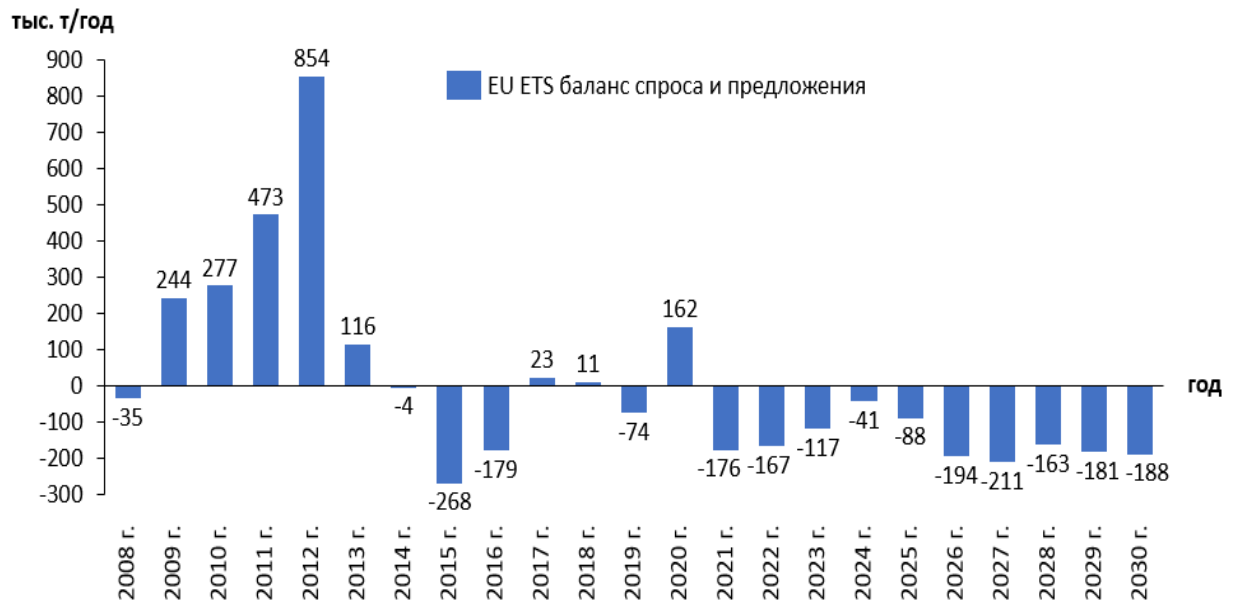
– продавец углеродных единиц – ДальЭнергоИнвест, покупатели – Сбер и Тамак.

В качестве фундаментальных предпосылок для составления прогноза цены на тонну CO₂-экв. могут использоваться: соотношение спроса и предложения квот на ETS, величина углеродного налога, реализуемые трансграничные углеродные механизмы.

Для прогнозирования внешней цены на углерод предлагается проведение регрессионного анализа зависимости цены от количества квот и уровня выбросов парниковых газов.

В качестве примера используется европейская система торговли квотами – ETS.

Основным фундаментальным фактором, определяющим стоимость квот на европейском рынке, является баланс спроса и предложения квот как показано на рисунке 21.



Источник: составлено автором по данным [135].

Рисунок 21 – EU ETS баланс спроса и предложения с прогнозом до 2030 г.

Для составления статистической базы данных по динамике выбросов и квот используются следующие источники: EDGAR, ETS EU, Refinitiv, данные Европейской комиссии [122; 130].

Анализируются данные по уровню выбросов, учитываемых в рамках системы в разрезе секторов: тепло- и электроэнергетика, промышленность, авиация; объем бесплатных и торгуемых квот в разрезе аналогичных секторов.

Период исследования: 2008-2022 гг. включительно.

Период прогноза: до 2030 г. включительно.

В качестве эндогенной переменной используется изменение цены квоты (усредненной по году) (ΔP_t).

В качестве экзогенных переменных используются: изменение количества торгуемых на аукционе квот (ΔS_{auc}) и изменение объема спроса (ΔD_{auc}), не покрываемого бесплатными квотами, то есть претендующего на торгуемые на аукционе квоты [80]. Все величины являются относительными и рассчитываются как цепной индекс – отношение текущего значения к предыдущему.

Для дальнейшего прогнозирования цены и формирования сценариев предлагается определение спецификаций для 2-х случаев:

1) сохранение количество бесплатных квот до 2030 г. на уровне 2023 г.; сокращение выбросов, в соответствии с заложенным Европейской комиссией темпом;

2) постепенное снижение количества бесплатных квот темпом, заложенным Европейской комиссией; сохранение объема выбросов на уровне 2023 г. до 2030 г.

Общая спецификация регрессионной модели может быть записана по формуле (13)

$$\Delta P_t = \beta_1 \times \Delta S_{auc_t} + \beta_2 \times \Delta D_{auc_t} + \varepsilon_t, \quad (13)$$

$$t = 1, \dots, 16,$$

где ΔP_t – темпы роста цены на квоту;

β_1, β_2 – значения параметров;

$\Delta Sauc_t$ – темпы роста предложения квот;

$\Delta Dauc_t$ – темпы роста спроса на квоты;

ε_t – значение ошибки регрессии;

t – номер расчетного периода.

Предлагается провести оценку методом наименьших квадратов. Далее необходимо сделать вывод о статистической значимости полученных значений параметров с помощью теста Стьюдента. А также проверить выполнение предпосылок Гаусса-Маркова при помощи следующих тестов:

- 1) Голдфельда-Квандта (Гомоскедастичность);
- 2) Дарбина-Уотсона (автокорреляция);
- 3) Рамсея (неравенство нулю математического ожидания возмущений, эндогенность);
- 4) Харке-Бера (нормальность вектора возмущений).

Проведение тестирования возможно с использованием языка R.

Получена регрессия со следующей спецификацией, представленной в формуле (14)

$$\Delta P_t = 0,58 \times \Delta Sauc_t + 0,53 \times \Delta Dauc_t + \varepsilon_t, \quad (14)$$

$$t = 1, \dots, 16,$$

где ΔP_t – темпы роста цены на квоту;

$\Delta Sauc_t$ – темпы роста предложения квот;

$\Delta Dauc_t$ – темпы роста спроса на квоты;

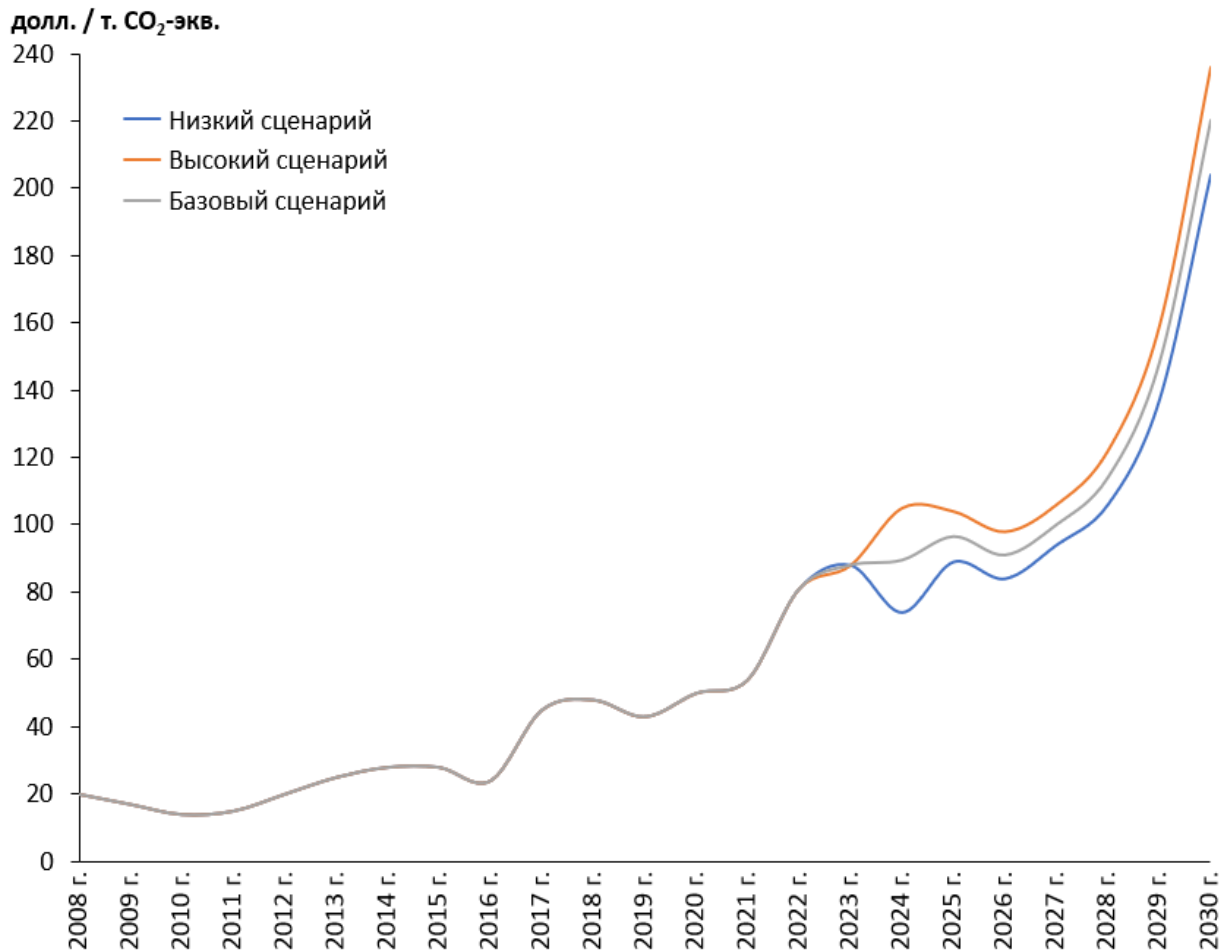
ε_t – значение ошибки регрессии;

t – номер расчетного периода.

Тестирование показало соблюдение всех 4-х предпосылок Гаусса-Маркова.

В результате моделирования получены два сценария стоимости квоты за тонну CO₂-экв. до 2030 г. подробнее в приложении А.

Также целесообразно сформировать базовый сценарий – среднее между высоким и низким сценариями. Результаты отображены на рисунке 22.



Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [130].

Рисунок 22 – Цена углерода (сценарии)

Получено, что в перспективе до 2030 г. будет устойчивый рост цены на углерод даже в низком сценарии. Вероятно, что цена углерода превысит значение 100 долл./т CO₂-экв. после 2028 г. во всех сценариях.

Анализ ретроспективных данных с 2008 г. показал, что в некоторые годы для цены углерода характерны «выбросы», не соответствующие общим тенденциям. Наиболее непредсказуемое влияние на тонну CO₂-экв. могут оказывать внешние факторы: регуляторные, политические. Например, резко изменившийся ТЭБ ЕС в связи со значительным выбытием поставок

российских энергоресурсов приводит к увеличению выбросов в некоторых странах в связи с наращиванием угольной генерации. Это приводит к увеличению спроса на квоты и росту котировок за тонну CO₂-экв. Сокращение промышленного роста в связи с энергокризисом в Европе наоборот приводит к сокращению спроса на квоты.

Одним из основных критериев реализации проектов, с учетом эффекта от декарбонизации, является сравнение внутренней и внешней цены углерода.

Если внутренняя цена углерода больше внешней, необходим пересмотр затрат на декарбонизационные мероприятия, либо льготирование со стороны государства. Если внутренняя цена ниже внешней, это говорит о наличии запаса прочности.

С учетом того, что в разные периоды на горизонте планирования проекта соотношение внутренней и внешней цены углерода может быть разным при оценке эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации представляется целесообразным использование показателя, учитывающего предполагаемую динамику цен [80].

2.2 Классификация факторов, влияющих на эффективность инвестиционных проектов в условиях декарбонизации, методический инструментарий их учета

В экономической науке существует множество классификаций факторов влияния на деятельность компании.

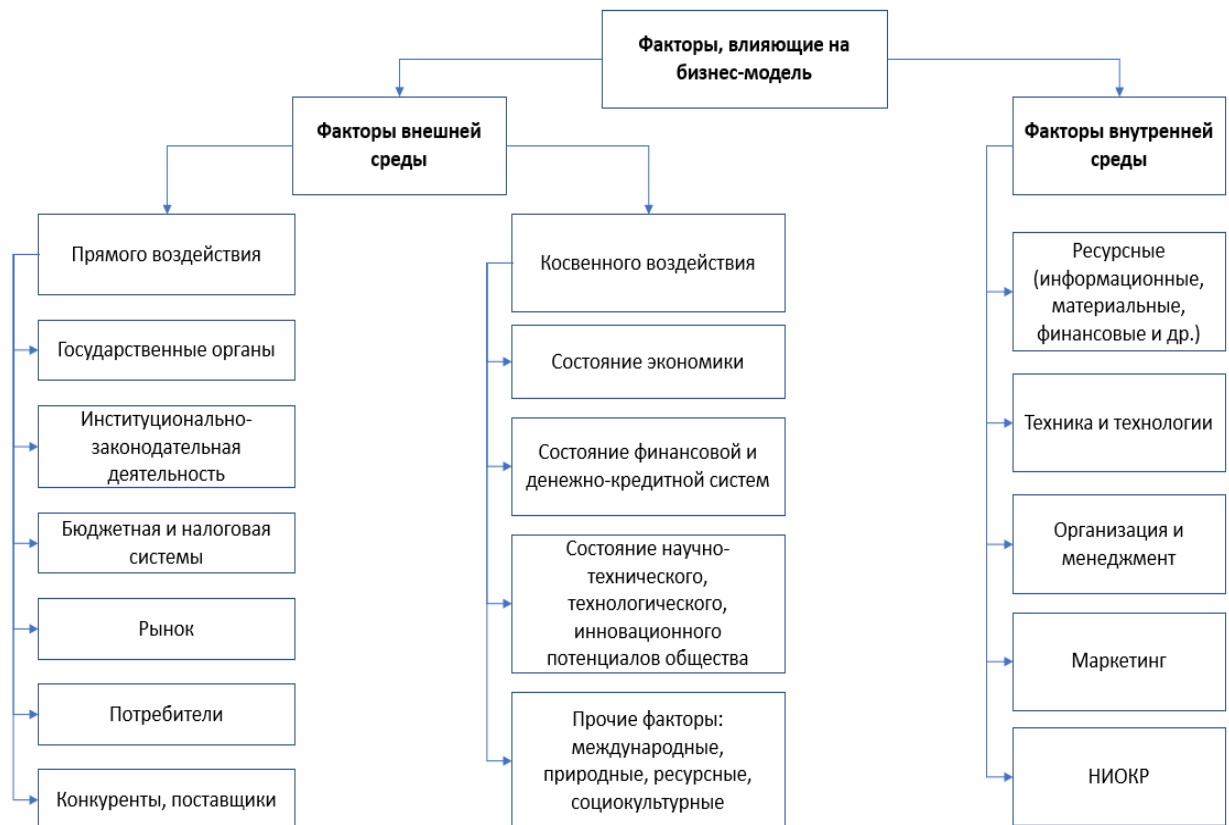
Так, в широко используемом PEST анализе, который используется в качестве маркетингового инструмента для того, чтобы охарактеризовать макроокружение и его влияние на бизнес компании выделяются соответственно политические, экономические, социальные и технологические факторы.

В литературе распространенным подходом является деление на внутренние и внешние фактор. Факторы внутренней среды подразделяются на

процессные и личностные. Факторы внешней среды делятся на факторы прямого и косвенного воздействия.

В классической теории построения и оценки бизнес-модели ученые-исследователи укрупненно выделяют 2 вида факторов: факторы внешней среды и факторы внутренней среды [24].

Факторы внешней среды в свою очередь могут быть разделены на факторы прямого и косвенного воздействия и представлены на рисунке 23.



Источник: составлено автором по данным [24].
Рисунок 23 – Факторы, влияющие на бизнес-модель

Для классификации факторов устойчивого развития нефтегазовых компаний и их применения в бизнес-моделях также используются различные подходы. Например, выделяют факторы экономической устойчивости, факторы человеческой устойчивости, факторы социальной устойчивости, факторы экологической устойчивости. Похожие группы факторов: экологические, социальные, экономические, технологические выделяют

исследователи: В.В. Бирюкова, Н.С. Кондратенко, А. Череповицын, Е. Рутенко, В. Соловьева.

Пономаренко и др. предлагают методику оценки корпоративной устойчивости и изменений в устойчивом развитии нефтегазовых компаний. Выбор целевых показателей обоснован необходимостью оценки воздействия по трем направлениям (экономика, экология и окружающая среда) и анализа долгосрочного развития компании (путем анализа ее выручки, рентабельности и природно-ресурсных активов) [90]. Однако предлагаемые методики не нацелены на решение вопроса оценки эффективности инвестиционных проектов в контексте декарбонизации, а скорее решают задачу сравнения нефтегазовых компаний между собой путем составления агрегированной рейтинговой оценки. Такое целеполагание может привести к систематически искаженной оценке из-за упущения существенных факторов влияния.

В контексте декарбонизации, оценка успешности инвестиционных проектов зависит от факторов, которые имеют разное влияние на конечный результат для нефтегазовых компаний. Необходимо уточнить их классификацию с учетом применимости к проектам, реализуемым как в рамках основного бизнеса компании, так и в новых направлениях.

«В результате анализа научных баз выявлено, что наиболее часто, применительно к декарбонизационному аспекту, выделяются следующие группы факторов: структурные, маркетинговые, регуляторные, финансово-экономические, технологические» [80].

Компания Shell в своем отчете выделяет следующие факторы:

- Ограниченный рыночный и потребительский спрос: практика закупок работает на фрагментированном рынке, который обычно отдает приоритет стоимости и скорости, а не сокращению выбросов углерода.
- Недостаточные нормативные стимулы: правила для подотраслей строительства (например, производства цемента и стали) и конечных рынков (зданий, инфраструктуры и промышленности) не согласованы и не адекватны для стимулирования действий по всей цепочке создания стоимости.

– Требуется значительные масштабы внедрения технологий. Технологии декарбонизации доступны, но для их развития и масштабирования требуются значительные капиталовложения.

– Отсутствие гармонизированных стандартов: отсутствие последовательных определений, данных, методологий и инструментов для учета выбросов углерода, а также единого регулирующего органа приводит к различным интерпретациям, ограничивая способность участников рынка последовательно заявлять о результатах. Барьеры различаются в зависимости от конечного рынка, а их интенсивность определяется различиями в геологии, климате, предпочтениях клиентов, размере проекта и используемых технологиях.

Так, целесообразно выделить пять групп факторов как представлено в таблице 7.

Первая группа факторов – структурные.

Энергетический переход включает в себя 4 основных элемента: энергоэффективность, декарбонизацию, децентрализацию и цифровизацию и подразумевает переключение от систем производства и потребления энергии на ВИЭ. Структурные факторы задают тренд трансформации топливно-энергетического комплекса и определяют последующие группы факторов.

Вторая группа факторов – маркетинговые (рыночные).

Увеличение доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе стран и отказ от традиционных источников энергии может существенно повлиять на ключевой бизнес российских нефтегазовых компаний. При этом повышение мирового спроса на низкоуглеродную продукцию, в том числе декарбонизированную нефтегазохимическую продукцию может стать драйвером для компании в случае наличия свободной ниши на рынке.

Третья группа факторов – регуляторные.

Санкционная повестка и изменение движения товарно-сырьевых потоков на мировом энергетическом рынке являются существенной неопределенностью для нефтегазовых компаний. С точки зрения

декарбонизационной повестки в группе регуляторных факторов целесообразно выделить: «ужесточение экологической политики стран и компаний, введение систем торговли квотами на выбросы, внедрение трансграничных углеродных механизмов, расширение мер государственной поддержки для стимулирования низкоуглеродного производства, а также использование практики закупки энергоресурсов только у компаний, соответствующих ESG требованиям» [80].

Четвертая группа факторов – финансово-экономические.

Доступность, а также стоимость привлечения капитала для реализации проектов по производству низкоуглеродной продукции. Финансовая устойчивость компании.

Пятая группа факторов – технологические.

Потребность в НИОКР и отечественных разработках особо актуально в санкционный период, особенно с учетом возможности экспорта не только продукции, но и современных технологий.

Необходимым является оценка влияния выделенных факторов на цену углерода и эффективность инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации.

«Наибольшую неопределенность представляют факторы, оказывающие влияние на внешнюю цену углерода, которая является бенчмарком для оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации» [80].

В качестве бенчмарка именно внешняя цена углерода должна закладываться в модель оценки эффективности для оценки положительного декарбонизационного эффекта.

В связи с этим необходим инструментарий для учета влияния факторов и задания вероятностей для низкого и высокого сценариев внешней цены углерода.

Таблица 7 – Классификация факторов, оказывающих влияние на реализацию инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации

Влияние на цену углерода	Группы	Фактор
Влияние на внешнюю цену углерода	Структурные	энергопереход: изменение ТЭБ стран
	Маркетинговые (рыночные)	спрос на низкоуглеродную продукцию (наличие отраслей-потребителей для новых продуктов); спрос на газо- нефтехимическую продукцию; наличие свободной ниши на рассматриваемых рынках
	Регуляторные	ужесточение экологической политики стран и компаний (сертификация, цели по достижению углеродной нейтральности); внедрение систем торговли квотами на выбросы; внедрение трансграничных углеродных механизмов на примере СВМ; расширение мер государственной поддержки для стимулирования низкоуглеродного производства; ослабление зеленой повестки; закупка энергоресурсов только у компаний, соответствующих ESG требованиям
Влияние на внутреннюю цену углерода (предпосылки в модели расчета эффективности)	Финансово-экономические	доступность привлечения капитала; цена привлечения капитала (с учетом макроэкономических предпосылок)
	Технологические	наличие отечественных технологий в области производства, транспортировки и дистрибуции низкоуглеродной продукции, CCS/CCUS

Источник: составлено автором [80].

Учитывая, отсутствие достоверных статистических данных ввиду начальной стадии формирования рынков низкоуглеродной продукции и высокий уровень неопределенности по темпам и направлению развития углеродной повестки, а также разрозненности факторов, подходящим методом исследования является качественная оценка влияния факторов с использованием экспертного опроса.

Так, целесообразно оценить какое влияние оказывают обозначенные факторы на изменение стоимости квоты.

В процессе выбора экспертов важной задачей является определение их оптимальной численности и уровня компетентности.

М.А. Белова в своей работе, ссылаясь на Р. Либби, Р. Блэшфилда, пришла к выводу, что необходимым и достаточным является опрос 5-9 экспертов [25]. Это объясняется тем, что и малое количество экспертов и большое может привести к нерепрезентативным оценкам. Белова отмечает, что, если процедура коллективной экспертной оценки используется для снижения вероятности принятия неудовлетворительного решения (когда прогноз и реальность значительно или диаметрально расходятся), необходимо большее число экспертов.

Для опроса были выбраны девять экспертов из нефтегазовой отрасли.

Критерии для отбора рецензентов:

- 1) Опыт работы в нефтегазовых компаниях более 10 лет.
- 2) Наличие опыта в сфере оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний/ формирования стратегий нефтегазовых компаний, в том числе стратегий по декарбонизации/ написания методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов.
- 3) Не менее 5 (>50%) экспертов со степенью д.э.н./ к.э.н. в составе экспертной группы.

Обозначенная методика может быть адаптирована и для других отраслей. Для этого экспертная конфигурация и набор факторов могут быть изменены.

Основа исследования – набор сценариев, сформированный на этапе проведения маркетингового анализа и (или) определенный в макроэкономических предпосылках, утвержденных в организации.

Шаги экспертного опроса [80]:

1) Респондентам выдается анкета, в которой перечислены факторы, влияющие на внешнюю цену углерода в соответствии с их группами. А также базовый (средний) сценарий цены на углерод, определенный в ходе маркетингового анализа.

2) Респонденты для каждого фактора оценивают степень его положительного или отрицательного влияния на стоимость тонны CO₂-экв. по шкале (от -3 до 3 баллов), где (-3) – фактор приведет к сильному падению внешней цены углерода, (-2) – фактор приведет к достаточно сильному падению внешней цены углерода, (-1) – фактор скорее приведет к падению внешней цены углерода, (0) – нейтральное влияние фактора, (+1) – фактор скорее приведет к росту внешней цены углерода, (+2) – фактор приведет к достаточно сильному росту внешней цены углерода, (+3) – фактор приведет к сильному росту внешней цены углерода.

3) Определяются интервалы, соответствующие ценовым сценариям, определенным в пунктах 4,5.

4) Общее количество интервалов для шкалы от -3 до 3 соответствует 6. Соответственно шаг равен $6/n$, где n – количество сценариев. Для первого шага интервал может быть записан в формуле (15)

$$[-3; -3 + 6/n), n \in N, \quad (15)$$

где N – множество натуральных чисел.

5) Для второго шага интервал записан в виде формулы (16)

$$[-3 + 6/n; -3 + 6/n), n \in N, \quad (16)$$

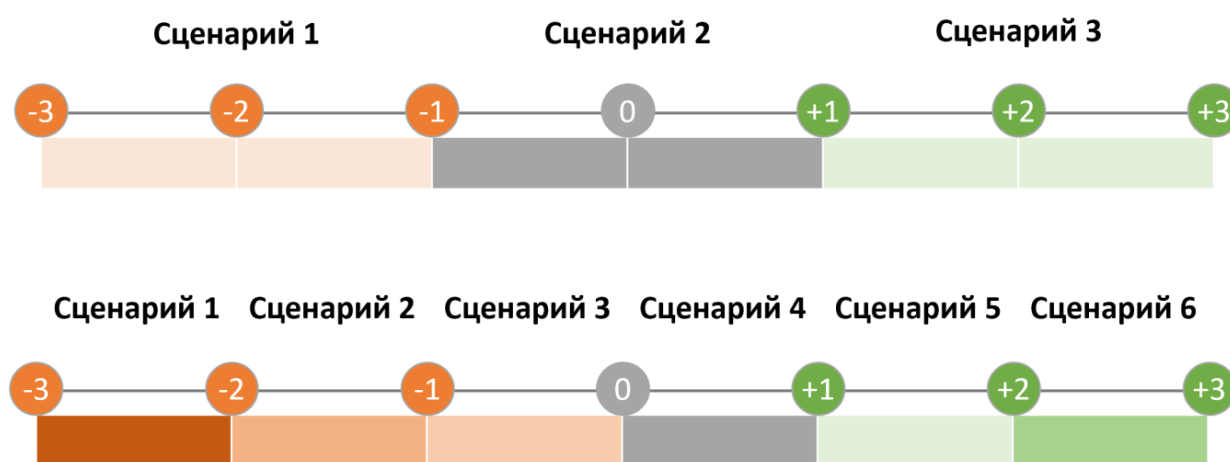
где N – множество натуральных чисел.

Так, в общем виде для n сценариев интервал, соответствующий k сценарию, может быть определен в виде формулы (17)

$$[-3 + 6 \times (k - 1)/n; -3 + 6k/n), \text{ где } k \in [1; n]; k, n \in N, \quad (17)$$

где N – множество натуральных чисел.

Соответствие интервалов экспертных оценок ценовым сценариям показано на рисунке 24.



Источник: составлено автором.

Рисунок 24 – Соответствие интервалов экспертных оценок ценовым сценариям

6) Рассчитывается средний арифметический балл по каждому эксперту, на основании которого делается вывод о попадании в интервал, соответствующий сценарию.

7) Формируются кластеры: рассчитывается количество оценок, попавших в каждый интервал. Полученное количество делится на общее число экспертов. Получаются вероятности реализации сценариев. Для оценки степени влияния каждого фактора и выделения наиболее значимых реализуются дополнительные шаги.

8) Оценки экспертов берутся по модулю.

9) Рассчитывается средний арифметический балл по каждому фактору.

10) Факторы ранжируются и выделяются наиболее значимые. Наиболее значимыми считаются факторы, средний балл по которым больше или равен 2.

Для апробации предлагается провести экспертный опрос 9 респондентов для трех сценариев.

Получены следующие результаты.

Шаг равен 2. Интервалы, соответствующие ценовым сценариям: [-3; -1); [-1; +1); [+1; 3].

За базовый ценовой сценарий 2 проголосовали пять экспертов, за высокий сценарий 3 четыре эксперта. Результаты показаны в таблице 8.

Так, получены вероятности реализации сценариев:

$p_n = 0$, где p_n – вероятность реализации низкого сценария;

$p_б = 0,56$, где $p_б$ – вероятность реализации базового сценария;

$p_v = 0,44$, где p_v – вероятность реализации высокого сценария.

Таблица 8 – Результаты экспертного опроса (сценарии)

Эксперт	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Средний балл	0,8	0,9	1,4	0,9	0,8	1,3	0,9	1,5	1,3
Сценарий	2	2	3	2	2	3	2	3	3

Источник: составлено автором по данным расчетов.

Также определены и отражены в таблице 9 факторы, оказывающие наибольшее влияние на внешнюю цену углерода: маркетинговые факторы – спрос на низкоуглеродную продукцию; рыночные факторы – ужесточение экологической политики стран и компаний, внедрение систем торговли квотами на выбросы, внедрение трансграничных углеродных механизмов; ослабление зеленой повестки.

Таблица 9 – Результаты экспертного опроса (факторы)

Группы	Фактор	Средний балл
Структурные	энергопереход: изменение ТЭБ стран	1,3
Маркетинговые (рыночные)	спрос на низкоуглеродную продукцию	2,1
	спрос на газо-нефтехимическую продукцию	1,3
	наличие свободной ниши на рассматриваемых рынках	1,3
Регуляторные	ужесточение экологической политики стран и компаний	2,8
	внедрение систем торговли квотами на выбросы	2,2
	внедрение трансграничных углеродных механизмов на примере СВМ	2,6
	расширение мер государственной поддержки для стимулирования низкоуглеродного производства	0,8
	ослабление зеленой повестки	2,0
	закупка энергоресурсов только у компаний, соответствующих ESG требованиям	1,3

Источник: составлено автором [80].

Полученные вероятности реализации сценариев и значения чистого дисконтированного дохода при соответствующих уровнях цен могут быть использованы для расчета показателя ожидаемой денежной стоимости по проекту, что показано в формуле (18)

$$EMV = \sum_{i=1}^n NPV_i \times p_i, p_1 + p_2 + \dots + p_n = 1, i = 1 \dots n, \quad (18)$$

где NPV_n – чистый дисконтированный доход при n-ом ценовом сценарии;
 p_n – вероятность реализации сценария n.

Таким образом, предлагается использование следующего порядка учета влияния факторов на цену углерода:

- формируются сценарии внешней цены на углерод, в результате экспертного опроса определяются вероятности реализации сценария;
- рассчитываются модельные значения NPV для каждого сценария;
- рассчитывается показатель EMV (ожидаемая денежная стоимость) [77].

Алгоритм может быть изменен в зависимости от специфики деятельности промышленной компании.

2.3 Классификация инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей для целей оценки экономической эффективности

Для сохранения устойчивого развития компании необходимо реализовывать проекты с декарбонизационной составляющей, то есть с частью, снижающей углеродный след.

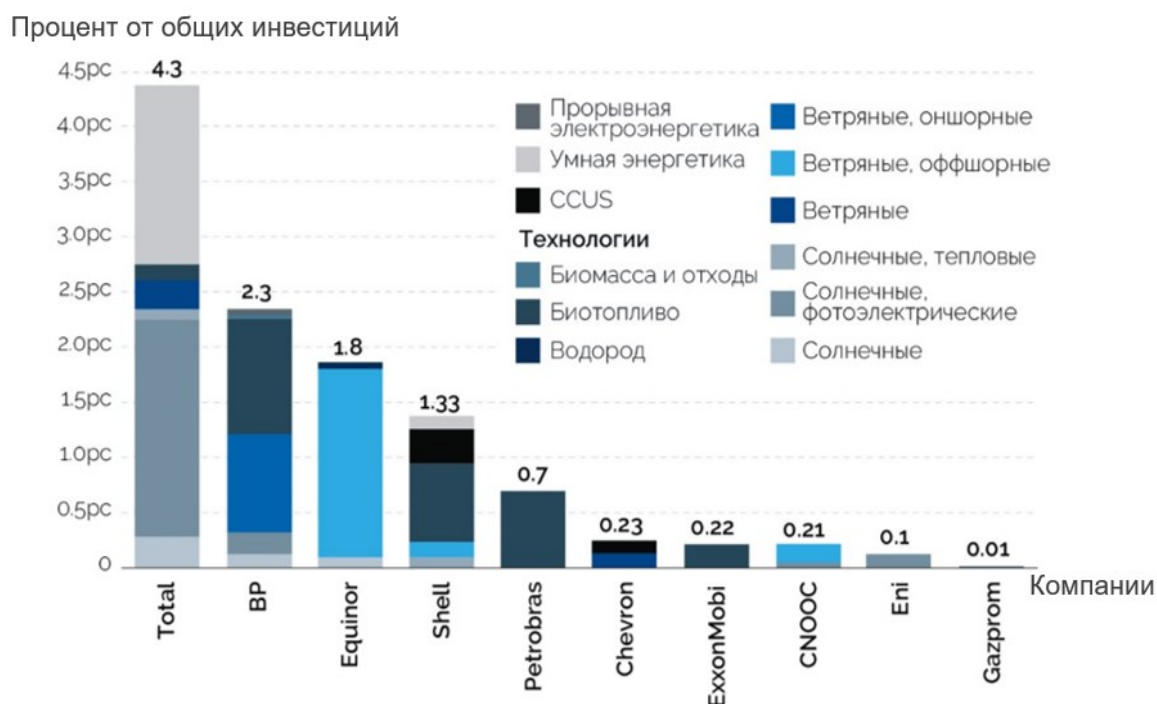
В параграфе 1.3 сделан вывод, что для проектов, реализуемых в условиях декарбонизации, необходим классификационный признак, который будет разделять инвестиционные проекты на имеющие и не имеющие декарбонизационную составляющую и определять требования к исходным данным, подходам к определению доходной составляющей, с учетом возникающих декарбонизационных эффектов, и подходам к учету инвестиций на декарбонизацию.

В рамках исследования на основе анализа инвестиций были выделены основные направления декарбонизации, реализуемые крупнейшими российскими и международными нефтегазовыми компаниями. Лидером по объемам низкоуглеродным инвестициям являются:

- Total (4% от объема инвестиций);
- BP (2% от объема инвестиций);
- Equinor (2% от объема инвестиций);
- Shell (1,3% от объема инвестиций);
- Petrobras (0,7% от объема инвестиций);

– Chevron (0,23% от объема инвестиций).

Полученные результаты представлены на рисунке 25.



Источник: [99].

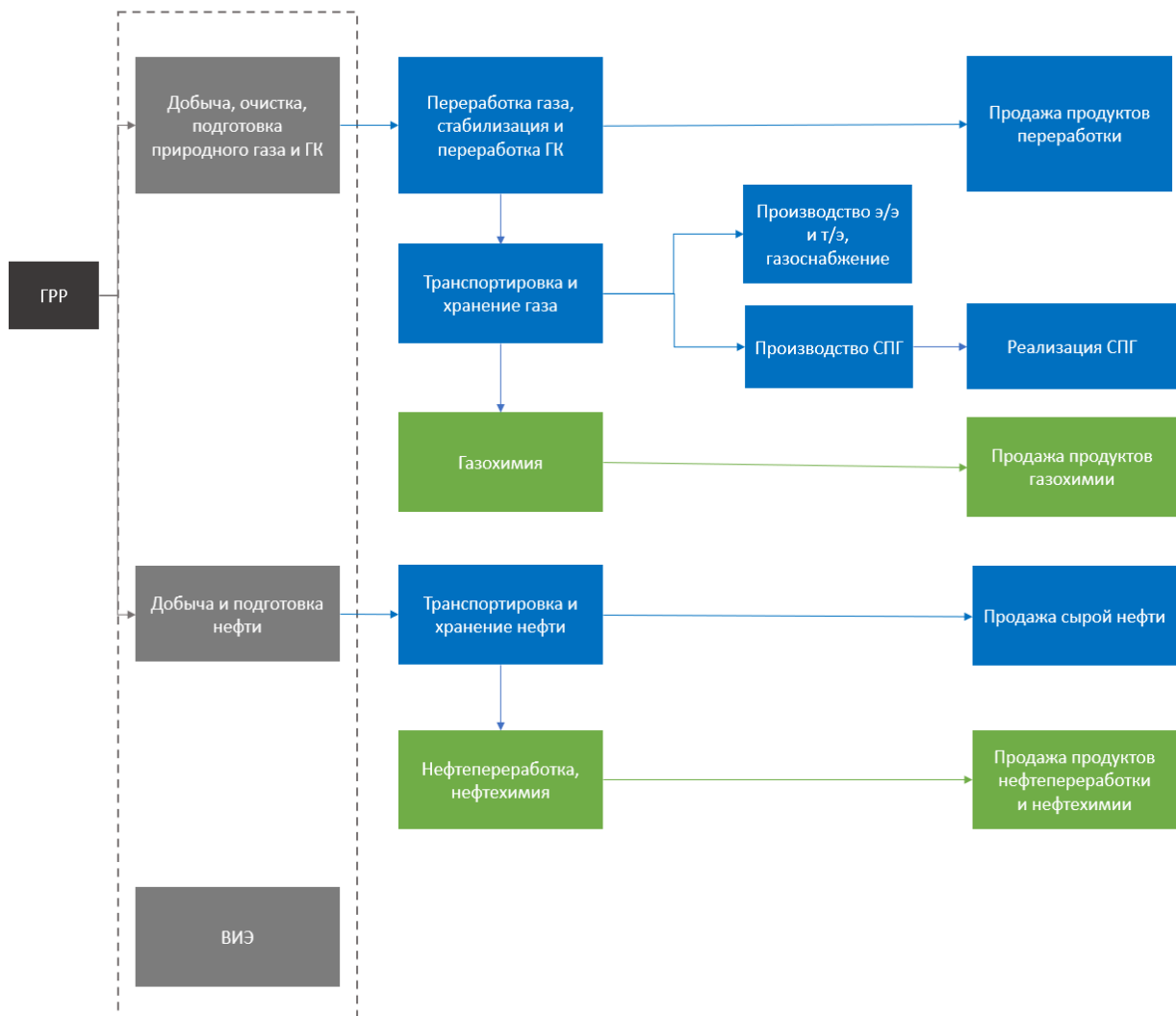
Рисунок 25 – Объем инвестиций в низкоуглеродные технологии некоторых компаний

Выявлено, что преимущественно нефтегазовыми компаниями реализуются проекты, направленные на монетизацию углеводородного сырья через углубление переработки и (или) использование современных эффективных технологий. При этом по-прежнему основным (ключевым) видом бизнеса остается добыча, транспортировка и переработка углеводородов.

Однако также заявляются ряд проектов ВИЭ, реализация которых приводит к созданию отдельных подразделений, занимающихся инвестициями и управлением подобными проектами. Подобные подразделения уже реализовали Shell, Total и ENI.

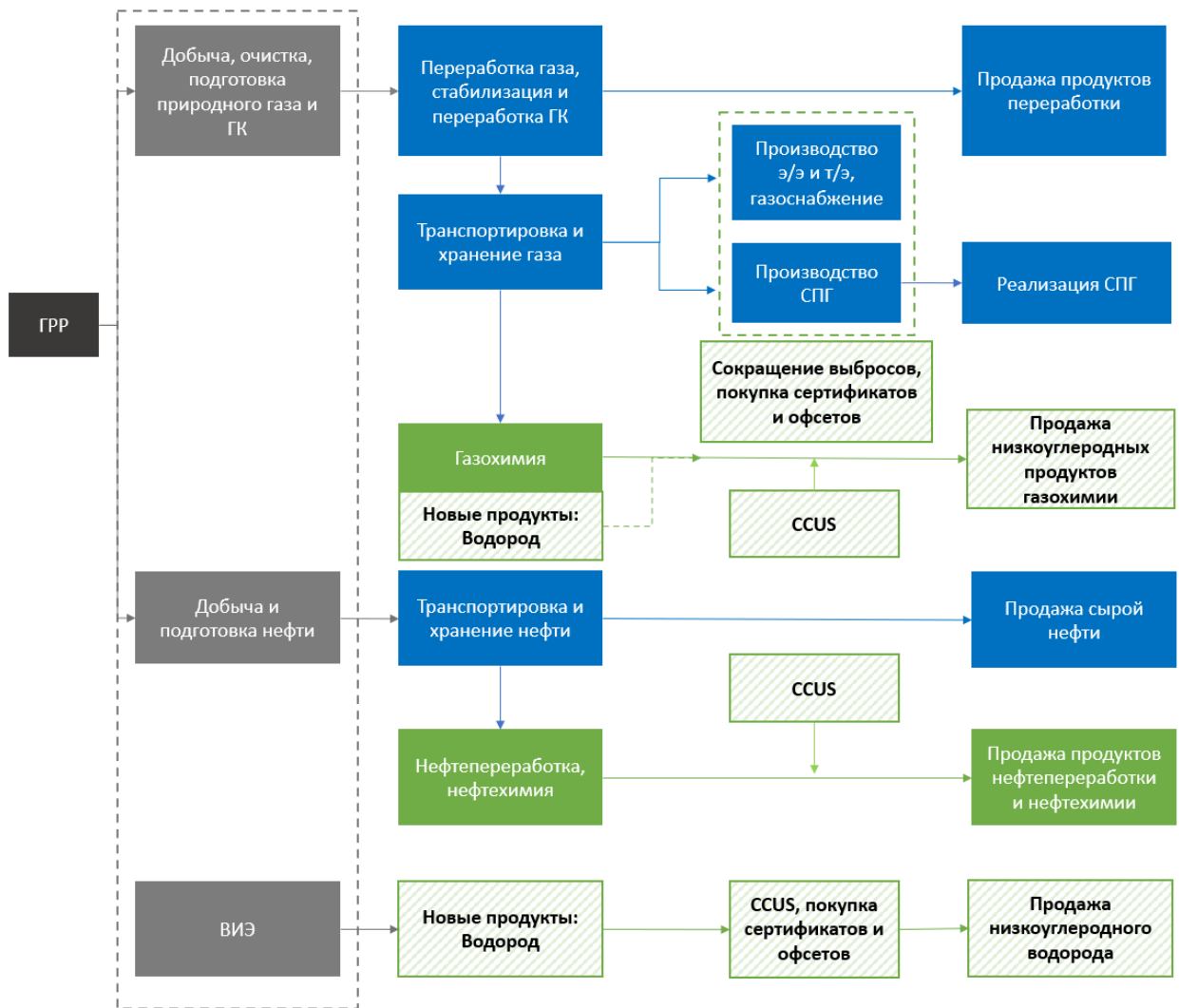
Появляются дополнительные бизнес-сегменты, либо происходит надстройка/ реструктуризация ранее существовавших. Основными бизнес-

сегментами в основном бизнесе компании остаются: добыча, подготовка, транспортировка, переработка УВС. К ним добавляются такие сегменты как «новые продукты: водород»; сегменты улавливания и хранения углерода для создания низкоуглеродной продукции (CCUS), дополнительные сегменты связанные с сокращением выбросов CO₂: это могут быть сегменты, занимающиеся НИОКР (повышение энергоэффективности, разработка технологий для производства новых продуктов), либо климатическими проектами и углеродным ценообразованием (покупка квот, офсет сертификатов). Бизнес-модель представлена на рисунках 26-27.



Источник: разработано автором.

Рисунок 26 – Традиционная бизнес-модель нефтегазовой компании

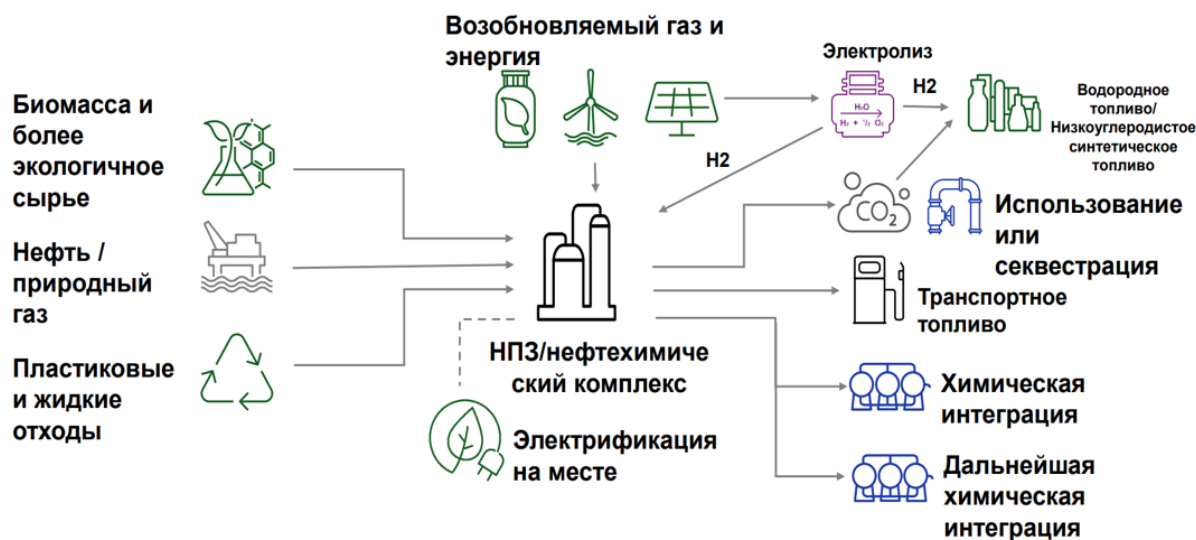


Источник: разработано автором.

Рисунок 27 – Трансформация бизнес-модели нефтегазовой компании под влиянием декарбонизации

Среди важных векторов развития международных нефтегазовых компаний можно выделить развитие нефтегазохимии как дополнительной опции монетизации сырья.

Можно выделить основные направления декарбонизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, представленные на рисунке 28: использование чистых источников энергии, повышение энергоэффективности, рециклинг, улавливание и захоронение углекислого газа (CCUS), углубление переработки – дальнейшая химическая интеграция (производство аммиака, метанола, карбамида) [77].



Источник: разработано автором [132].

Рисунок 28 – Направления декарбонизации промышленных предприятий

Отличительной чертой подобных проектов является производство продукции с низким углеродным следом.

Так, первый тип проектов с декарбонизационной составляющей, проекты, направленные на производство низкоуглеродной продукции.

Отдельное место среди проектов с декарбонизационной составляющей занимают климатические проекты.

Согласно российскому законодательству и нормативным документам климатические проекты определяются как: «комплекс мер, направленных на снижение уровня выбросов, а также на адаптацию к изменениям климата» [92].

Климатические проекты в России представляют собой действия и инициативы, направленные на снижение выбросов парниковых газов и адаптацию к изменению климата [92].

Эти проекты могут быть реализованы юридическими и физическими лицами, а также индивидуальными предпринимателями.

Важным элементом является учет результатов подобных проектов в специализированных реестрах и последующая их верификация.

Согласно Федеральному закону от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», климатические проекты включают: меры по снижению выбросов парниковых газов и адаптацию к изменениям климата. Для их реализации предусмотрено создание специального реестра углеродных единиц и процедура верификации результатов проектов.

Проекты могут быть разделены на те, целью которых является сокращение выбросов, и адаптационные проекты.

Как было выявлено ранее, российские нефтегазовые и нефтегазохимические компании также участвуют в климатических проектах: разрабатывают технологии улавливания и хранения углерода, повышают энергоэффективность, внедряют ВИЭ.

Так, СИБУР в 2023 г. реализовал два проекта на «ЗапСибНефтехим», один проект на «СИБУР-Химпром». Также была реализована верификация проектов (ГОСТ Р ИСО 14064-3), и осуществлена их регистрация в реестре углеродных единиц.

Ряд проектов реализован компанией Татнефть на Миннибаевском ГПЗ и Бавлинском месторождении. В результате были сокращены выбросы, что позволило выпустить углеродные единицы.

В результате анализа выявлено, что главной целью реализации климатических проектов является сокращение выбросов.

С учетом выявленных особенностей предложена следующая дополненная фасетная классификация инвестиционных проектов, представленная на рисунке 29.

Дополнительным классификационным признаком является наличие декарбонизационной составляющей в инвестиционном проекте.



Источник: составлено автором.

Рисунок 29 – Дополненная фасетная классификация инвестиционных проектов

Отдельным вопросом является критерий определения классификационной группы.

С учетом специфики расчета углеродного следа, согласно стандартам ISO 14064, GHG Protocol Corporate Accounting Reporting Standard и прочим. Для каждого проекта формируется материальный баланс, в котором рассчитывается углеродный след.

Критерий для определения классификационной группы.

Определение классификационной группы осуществляется на основе сравнения изменений в материальных балансах «с проектом» и «без проекта». Учитываются выбросы парниковых газов, пересчитываемые по установленным коэффициентам в CO₂ эквивалент.

В случае улавливания (CCS)/ поглощения и использования (CCU) углеродного следа в т CO₂-экв. в результате реализации инвестиционного проекта – проект имеет декарбонизационную составляющую. В ином случае проект относится в группу «без декарбонизационной составляющей».

Появление нового классификационного признака приводит к необходимости определения особенностей при формировании денежного потока для каждой классификационной группы.

1) Климатические проекты. Основным результатом реализации подобных проектов является снижение нетто-выбросов ПГ (приносят положительный экономический эффект за счет появления внешнего углеродного регулирования).

2) Проекты, направленные на производство низкоуглеродной продукции. Основная цель подобных проектов - создание продукции с добавленной стоимостью. Снижение углеродного следа происходит за счет технологических особенностей реализации данных проектов.

Пример – производство карбамида. Сырьем помимо аммиака является синтез газ, выделяемый из отходящих газов, что приводит к снижению углеродного следа в абсолютных значениях (при сравнении углеродного следа «на входе» и «на выходе» процесса).

Методический порядок учета денежных потоков для проектов, направленных на производство низкоуглеродной продукции: при оценке эффективности подобных проектов все инвестиции учитываются как часть основного CAPEX, относящегося к бизнес-части.

Таким образом, в зависимости от классификационного признака инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей (климатический проект / проект производства низкоуглеродной продукции), могут быть обозначены особенности учета основных элементов денежного потока при построении финансово-экономических моделей проекта, как показано в таблице 10.

Отдельно выделяются инвестиции в основную часть проекта и инвестиции в декарбонизацию. Также рассчитываются денежные потоки по агрегированному проекту.

Таблица 10 – Особенности учета основных элементов денежного потока в зависимости от классификационного признака

Виды оценок	Оценка проекта с учетом декарбонизационных эффектов (EMVdec)			Оценка проекта без учета декарбонизационных эффектов (EMV)		
	инвестиции по агрегированному проекту	инвестиции на декарбонизацию	декарбонизационные эффекты	инвестиции по агрегированному проекту	инвестиции на декарбонизацию	Декарбонизационные эффекты
Климатические проекты	только инвестиции по декарбонизационной составляющей		возникают	отсутствуют		не возникают
Проекты, направленные на производство низкоуглеродной продукции	учитываются	Равны нулю (все инвестиции связаны с основной частью проекта)	возникают	учитываются	равны нулю (все инвестиции связаны с основной частью проекта)	не возникают

Источник: разработано автором.

Выводы к главе 2

В главе 2 рассмотрены основные методические особенности оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации.

В первом параграфе выявлено, что в международной практике существует множество подходов для определения цены на углерод, в зависимости от целей использования данного параметра. Был предложен усовершенствованный методический подход определения цены углерода для использования при инвестиционном планировании нефтегазовых компаний, предполагающий ее деление на внешнюю «от рынка» и внутреннюю «к рынку» цены. Показано, что ужесточение углеродного регулирования и распространение систем торговли квотами на новые сектора приведет к росту внешней цены и создаст предпосылки для получения дополнительных выгод при реализации проектов, направленных на декарбонизацию. Также выявлено, что на цену углерода помимо фундаментальных оказывают влияние и прочие факторы.

В параграфе 2 предложена классификация факторов, оказывающих влияние на цену углерода. Учитывая, что наибольшую неопределенность вызывают факторы, влияющие на внешнюю цену углерода, предложен методический подход для их учета, основанный на экспертном опросе как наиболее подходящем методе оценки ввиду отсутствия репрезентативной статистической информации по факторам влияния, высокой неопределенности декарбонизационной повестки и сопряженностью с новыми технологическими изменениями. В результате сформированы низкий и высокий сценарии цены на углерод с помощью эконометрического моделирования, где эндогенными переменными являются спрос и предложения квот. Также предложен консенсус-прогноз цены на углерод.

В параграфе 3 предложена дополненная фасетная классификация инвестиционных проектов. В качестве классификационного признака выбран – «наличие декарбонизационной составляющей». Так, выделяются проекты с

и без декарбонизационной составляющей. В свою очередь проекты с декарбонизационной составляющей делятся на проекты производства низкоуглеродной продукции и климатические проекты. Новый классификационный признак определяет особенности учета основных элементов денежного потока при оценке проектов.

Сделан вывод, что возникает потребность в развитии методики оценки эффективности инвестиционных проектов, реализуемых в условиях декарбонизации. А также рассмотрение необходимых условий и механизмов для имплементации предложений в деятельность нефтегазовых компаний.

Глава 3

Совершенствование методики оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации

3.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации

Развитие методики оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации необходимо для расширения подходов оценки инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей и формирования предварительных заключений о целесообразности реализации различных декарбонизационных опций/мероприятий (снижения углеродного следа) при сохранении устойчивого развития компании.

Предлагаемые положения дополняют действующие корпоративные методики, построенные на базе унифицированной методики оценки эффективности инвестиционных проектов, но при этом являются более конкретизированными с учетом отраслевой специфики.

В отличие от существующих методик предложенные дополнения позволяют учесть декарбонизационные эффекты, возникающие в результате ужесточения регулирования выбросов, а также проранжировать инвестиционные проекты по показателю, учитывающему эти эффекты и риски через вариативность параметра «цена углерода».

Положения базируются на предложенном в работе понятии «устойчивое развитие нефтегазовой компании» и включают в себя положения, связанные с экономической целесообразностью реализации проектов, неопределенностью и рисками, а также созданием добавленной стоимости.

Устойчивое развитие нефтегазовой компании – набор действий (проектов), нацеленных на достижение целей устойчивого развития,

связанных, прежде всего, с экологическим аспектом (декарбонизацией), при сохранении принципов:

- 1) экономической целесообразности реализации проектов, с учетом неопределенностей и рисков, возникающих под влиянием различных факторов;
- 2) устойчивости компании, с точки зрения создаваемой ею ценности» [77].

Область применения методических положений

Методические положения рекомендуются к применению на начальных стадиях проработки инвестиционных проектов (предынвестиционные исследования), разработка проектной документации, а также на этапе мониторинга реализации инвестиционных проектов.

Принципы

Помимо базовых принципов оценки эффективности инвестиционных проектов, обозначенных в параграфе 1.3, предлагается дополнение и расширение следующих принципов.

Принцип 1. Рассмотрение проекта с точки зрения устойчивого развития

В качестве основных критериев используются: сокращение углеродного следа, проект экономически эффективен и способствует устойчивому развитию компании [77].

Углеродный след и его изменение на «входе» и «выходе» рассчитывается согласно материально-техническому балансу проекта.

В инвестиционном проекте учитывается только углеродный след, которым компания может управлять (Охват 1,2) [77].

Для расчета декарбонизационного эффекта целесообразно оценить облагаемый углеродный след. «Облагаемый углеродный след» – часть углеродного следа, превышающая установленных бенчмарк выбросов и приводящая к возникновению углеродных платежей [78].

Принцип 2. Рассмотрение инвестиционного проекта на протяжении всего жизненного цикла.

Принцип 3. Учет особенностей проектов, в соответствии с выбранным классификационным признаком.

В соответствии с предложенной классификацией инвестиционных проектов в параграфе 2.3 выделяются проекты с декарбонизационной составляющей и без декарбонизационной составляющей.

Проекты без декарбонизационной составляющей учитываются в соответствии с общепринятыми положениями методики оценки эффективности инвестиционных проектов.

Проекты с декарбонизационной составляющей оцениваются в соответствии с предлагаемыми методическими положениями и для целей корректной оценки делятся на климатические проекты и проекты, направленные на производство низкоуглеродной продукции.

Подходы по формированию доходной и расходной частей представлены в соответствующих подразделах «Расчет капитальных вложений», «Расчет эксплуатационных расходов», «Расчет углеродных платежей», «Формирование доходной части».

Принцип 4. Не включение в расчет понесенных ранее и (или) учитываемых в других процессах затрат.

При реализации декарбонизационных проектов могут возникать понесенные в прошлом затраты «sunk costs», либо затраты, учитываемые в смежных процессах (например, затраты на улавливание CO₂ при производстве аммиака и прочих видов удобрений). Подобные затраты в расчете не учитываются. Так, например, для проектов, направленных на производство низкоуглеродной продукции, все инвестиции относятся на производство основного продукта, а снижение углеродного следа возникает из-за особенностей технологического процесса и не требует дополнительных инвестиций.

Принцип 5. Учет инвестиционной привлекательности проекта.

Помимо основных показателей экономической эффективности проекта рекомендуется рассчитывать экономическую добавленную ценность по проекту, возникающую за счет реализации декарбонизации (VA).

Принцип 6. Учет неопределенностей и рисков с использованием разработанной классификации факторов.

В процессе оценки экономической эффективности декарбонизационных проектов учитывается влияние факторов на внешнюю цену углерода в соответствии с разработанным алгоритмом.

С учетом дополненной классификации инвестиционных проектов и принципов оценки экономической эффективности, требуется адаптация концептуальной схемы оценки экономической эффективности как показано на рисунке 30.

На первом этапе оценивается общественная значимость инвестиционного проекта. В случае положительного эффекта следующим этапом является оценка коммерческой эффективности проекта без декарбонизационной составляющей и с декарбонизационной составляющей. Считается разностный денежный поток и делается вывод о коммерческой эффективности проекта. Если проект эффективен, переходят к формированию организационно-экономического механизма реализации проекта, определению состава участников. Далее разрабатывается схема финансирования и компания переходит к непосредственной реализации инвестиционного проекта – его включению в инвестиционную программу.

При отрицательном результате проект признается неэффективным. Проект относится к неэффективным проектам при отрицательном эффекте с учетом мер поддержки, а также при отрицательных коммерческих и общественных эффектах [77].

Общественная значимость проекта не является предметом рассмотрения данного исследования, однако зачастую для проектов в условиях декарбонизации является одним из ключевых компонентов и требует дальнейших научных изысканий.



Источник: разработано автором по данным [20].
Рисунок 30 - Принципиальная схема оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации

Порядок возникновения углеродных платежей и декарбонизационных эффектов.

Цена на углерод может приводить к возникновению углеродных платежей (штрафов, налогов), в случае если проект не имеет декарбонизационную составляющую и превышает установленный бенчмарк по выбросам, а также к возникновению положительных эффектов при сокращении выбросов или в случае, если выбросы меньше установленной квоты (бенчмарка).

Углеродные платежи должны быть отнесены к расходной части, декарбонизационные эффекты к доходной части соответственно.

Требования и допущения к исходной информации

Расчет капитальных вложений

При оценке инвестиционных проектов следует отдельно выделять капитальные вложения, связанные непосредственно с декарбонизационной составляющей ($\Delta IC_{dec i}$), и учитывать их в расходной части проекта отдельной строкой.

Для климатических проектов капитальные вложения следует рассчитывать с детализацией по подобъектам в структуре сводного сметного расчета. Актуализацию по текущему уровню цен следует проводить на основе индексов, определенных по ресурсно-технологическим моделям или с использованием дефляторов инвестиций в основной капитал (индексов-дефляторов капитальных вложений) Минэкономразвития Российской Федерации. В случае отсутствия объектов-аналогов, которые соответствуют региональным и технологическим особенностям объекта строительства, могут быть использованы поправочные коэффициенты, которые определяются экспертно.

В проектах, направленных на производство низкоуглеродной продукции, все инвестиции, связаны с основным производством.

Так, капитальные вложения на декарбонизационную составляющую отсутствуют.

Расчет эксплуатационных расходов

Укрупненный метод расчета предполагает расчет эксплуатационных расходов по основным статьям с учетом разделения на условно-постоянные (рассчитываемые как процент от стоимости основных средств) и условно-переменные (рассчитываемые по удельным показателям затрат на единицу сырья или готовой продукции). Эксплуатационные расходы в модели также должны быть разнесены по процессам, например: улавливание CO_2 , транспортировка CO_2 , закачка CO_2 .

Учет углеродных платежей

Для проектов, в которых не происходит снижение углеродного следа в соответствии с материально-техническим балансом, углеродные платежи учитываются в расходной части и рассчитываются как произведение облагаемого углеродного следа и внешней цены углерода.

Формирование доходной части

С учетом ранее предложенной в параграфе 2.3 классификации инвестиционных проектов с дополненным признаком «наличие декарбонизационной составляющей» и выделением климатических проектов, и проектов, направленных на производство низкоуглеродной продукции, сформированы рекомендации по формированию доходной части инвестиционного проекта.

Климатические проекты. При реализации климатических проектов в доходной части должны быть учтены декарбонизационные эффекты: произведение величины сокращенного углеродного следа на внешнюю цену углерода по каждому периоду соответственно.

Проекты, направленные на производство низкоуглеродной продукции. Доходной частью таких проектов является выручка от реализации продукта и декарбонизационные эффекты, оцениваемые как произведение сокращения углеродного следа и внешней цены углерода по каждому периоду.

Для дальнейшего расчета предлагаемых показателей эффективности в модель следует закладывать несколько сценариев внешней цены на углерод.

Факторы, влияющие на эффективность реализации инвестиционных проектов в условиях декарбонизации.

Для учета неопределенности и риска в расчётах используются только факторы, оказывающие влияние на внешнюю цену углерода, формирующую доходную/расходную части проекта, что показано в таблице 7.

Факторы учитываются в модели следующим образом:

- 1) формируются сценарии внешней цены углерода;
- 2) в модель закладывается произведение внешней цены углерода и облагаемого/сокращенного углеродного следа в доходную и расходную части

(подробнее «Порядок возникновения углеродных платежей и декарбонизационных эффектов»). Рассчитываются NPV соответствующих сценариев. Количество сценариев неограниченно;

3) проводится экспертный опрос подробнее параграф 2.2. Получаются вероятности реализации каждого сценария

4) NPV по сценариям с вероятностями закладываются в расчет показателя EMV.

Показатели, применимые для инвестиционных проектов и набору инвестиционных проектов (инвестиционной программе).

Показатели для оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации могут быть классифицированы на следующие группы: общепринятые показатели; показатели, учитывающие декарбонизационную составляющую и риск изменения внешней цены на углерод, предложенные автором.

1) Внутренняя цена углерода

Сумма затрат (инвестиций) на декарбонизацию по инвестиционному проекту ΔIC_{dec} , деленная на величину снижения углеродного следа за все годы реализации проекта ΔC , приведенных (продисконтированных) к текущему году.

Используется в качестве показателя для принятия предварительного решения о дальнейшей проработке проекта (сравнение с внешней ценой). Позволяет уже на начальной стадии проработки проекта выявить проекты с неэффективной декарбонизационной составляющей.

2) Внешняя цена углерода

Бенчмарк, складывающийся под влиянием внешних факторов, и используемый в качестве параметра для принятия предварительного решения о дальнейшей проработке проекта, при расчете положительных и отрицательных декарбонизационных эффектов.

3) Облагаемый углеродный след

Часть углеродного следа, которая превышает установленный страновой/корпоративный бенчмарк выбросов и влечет за собой углеродные платежи.

4) Ожидаемая денежная стоимость проекта без учета и с учетом декарбонизационных эффектов соответственно (EMV , EMV_{dec})

Показатели используются для оценки инвестиционного проекта с учетом риска и неопределенностей, складывающихся в результате влияния внешних факторов на цену углерода, закладываемую в модель (EMV), а также декарбонизационных эффектов в случае их наличия в проекте (EMV_{dec}).

5) Инвестиции на реализацию декарбонизации (ΔIC_{dec})

Часть дисконтированных к текущему году инвестиций, направленная на реализацию декарбонизации.

Используется для оценки декарбонизационных эффектов, возникающих при реализации инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей, и эффективности вложения в них средств.

6) Инвестиции по проекту в целом, включая часть инвестиций на реализацию декарбонизации (IC).

7) Модифицированный индекс доходности

Отношение ожидаемой денежной стоимости с учетом воздействия внешних факторов на внешнюю цену углерода к дисконтированным проектным инвестициям.

Данный индекс применяется для определения относительной привлекательности проекта относительно других в выборке и оценки эффективности на вложенные средства в инвестиционный проект.

8) Экономическая добавленная ценность по проекту (VA)

Экономическая добавленная ценность по проекту, возникающая за счет реализации декарбонизации.

Используется для оценки экономических эффектов, возникающих за счет реализации декарбонизации (декарбонизационных мероприятий), и для

оценки эффективности вложения средств в декарбонизационную составляющую инвестиционного проекта (в составе показателя mPI_{dec}).

9) Модифицированный индекс доходности декарбонизационной части проекта (mPI_{dec}).

Отношение экономической добавленной стоимости от реализации декарбонизационных мероприятий и воздействия внешних факторов на внешнюю цену углерода к части дисконтированных инвестиций, направленных на реализацию декарбонизации.

Рассчитывается только для климатических проектов. Для проектов, направленных на производство низкоуглеродной продукции достаточен расчет VA.

Используется для оценки эффективности вложения средств в декарбонизационную составляющую инвестиционного проекта и в качестве критерия для ранжирования вариантов реализации декарбонизационной части проекта с различным набором конфигураций подробнее «порядок выбора варианта декарбонизации», представленный на рисунке 34.

10) Также в список индикативных показателей может быть включена эластичность чистого дисконтированного денежного дохода по внешней цене на углерод (E). Порядок расчета отражен в формуле (19)

$$E = \frac{\Delta NPV}{\Delta P_{\text{внеш}}}, \quad (19)$$

где ΔNPV – процентное изменение чистого дисконтированного дохода;

$\Delta P_{\text{внеш}}$ – процентное изменение внешней цены углерода.

Оценка рисков, показывающая насколько изменение внешней цены углерода повлияет на NPV проекта.

Неэластичные проекты хорошие с точки зрения рисков реализации проекта. Высокая эластичность дохода проекта по цене углерода ($E > 1$)

говорит о необходимости более частого пересмотра проекта в течение его жизненного цикла.

Все показатели представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Показатели, используемые для оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях декарбонизации

Показатель	Расчет	Описание
1	2	3
Рвн	$P_{вн} = \Delta IC_{dec} / \Delta C,$ <p>где ΔIC_{dec} – инвестиции в декарбонизационную часть проекта, д.е.; ΔC – снижение углеродного следа, т CO₂-экв.</p>	Сумма затрат (инвестиций) на декарбонизацию по инвестиционному проекту, деленная на величину снижения углеродного следа за все годы реализации проекта, приведенных (продисконтированных) к текущему году
EMV	$\sum_{i=1}^m NPV_i \times p_i,$ <p>где NPV_i – ЧДД при условии реализации i-го сценария, д.е.; p_i – вероятность реализации ценового сценария</p>	Ожидаемая денежная стоимость по инвестиционному проекту при реализации проекта без учета декарбонизационных эффектов
EMVdec	$\sum_{i=1}^m NPV_{i dec} \times p_i,$ <p>где $NPV_{i dec}$ – ЧДД при условии реализации i-го сценария с декарбонизационной составляющей, д.е.; p_i – вероятность реализации ценового сценария</p>	Ожидаемая денежная стоимость по инвестиционному проекту, с учетом декарбонизационных эффектов
Итоговые показатели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов		
mPI	$mPI = EMV_{dec} / IC,$ <p>где EMV_{dec} – ожидаемая денежная стоимость с учетом декарбонизационной части, д.е.; IC – общие инвестиции, д.е.</p>	Модифицированный индекс доходности инвестиций: отношение ожидаемой денежной стоимости с учетом воздействия внешних факторов на внешнюю цену углерода к дисконтированным инвестициям по проекту

Продолжение таблицы 11

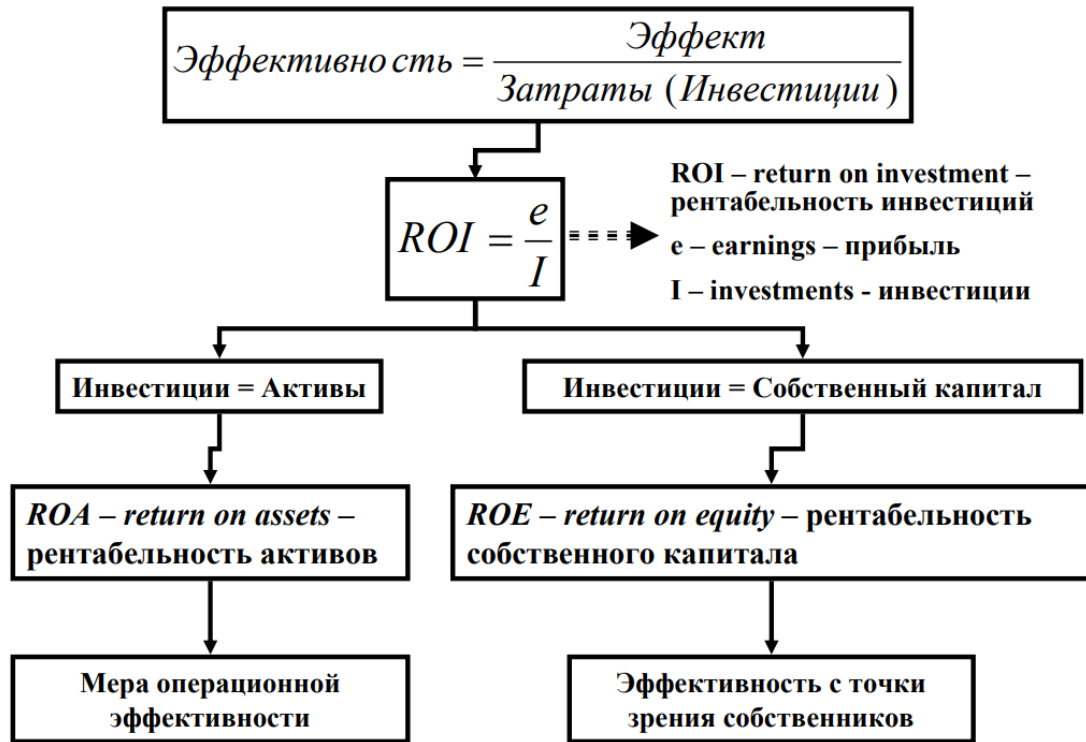
1	2	3
VA	$VA = EMV_{dec} - EMV,$ где EMV_{dec} – ожидаемая денежная стоимость с учетом декарбонизационной части, д.е.; EMV – ожидаемая денежная стоимость без учета декарбонизационной части, д.е.	Экономическая добавленная ценность по проекту, возникающая за счет реализации декарбонизации
mPIdec	$mPI_{dec} = VA/\Delta IC_{dec},$ где ΔIC_{dec} – часть дисконтированных к текущему году инвестиций, направленная на реализацию ДС	Отношение экономической добавленной стоимости от реализации декарбонизационных мероприятий и воздействия внешних факторов на внешнюю цену углерода к части дисконтированных инвестиций, направленных на реализацию декарбонизации
Показатель изменения эффективности хозяйственной деятельности при реализации инвестиционных проектов		
ΔROA	$\Delta ROA = ROA_p - ROA,$ где ROA_p – значение рентабельности активов с учетом реализации проекта; ROA – значение рентабельности активов без учета реализации проекта	Показатель, отражающий насколько эффективно будут использоваться активы компании, появившиеся на балансе в результате реализации инвестиционных проектов. Рассчитывается за каждый шаг с начала операционной деятельности по проекту

Источник: разработано автором.

Оценка операционной эффективности промышленных компаний может быть проведена с использованием показателей рентабельности, как показано на рисунке 31. В частности могут быть использованы показатели рентабельности инвестиций (ROI), активов (ROA) и собственного капитала (ROE).

Учитывая, что результатом реализации инвестиционных проектов промышленных компаний является появление активов на балансе, для оценки эффективности хозяйственной деятельности нефтегазовой компании

целесообразно использовать показатель рентабельности активов (ROA). Показатель позволяет измерить эффективность использования активов компании вне зависимости от источников финансирования.



Источник: разработано автором.

Рисунок 31 – Оценка операционной эффективности промышленной компании

Для оценки изменения эффективности хозяйственной деятельности предприятия в конкретный момент времени в будущем в случае реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей, рекомендуется использовать показатель «изменение рентабельности активов (ΔROA)».

«Показатель, отражающий насколько эффективно будут использоваться активы компании, появившиеся на балансе в результате реализации инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей, то есть сколько прибыли они будут генерировать» [78] как показано в формуле (20). Показатель рассчитывается после начала операционной деятельности.

$$\Delta ROA = ROA_p - ROA = NP_p / (\bar{A} + \Delta A) - NP / \bar{A}, \quad (20)$$

где ROA_p – рентабельность активов с учетом реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей;

ROA – рентабельность активов без учета реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей;

NP_p – Чистая прибыль с учетом реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей;

\bar{A} – средняя стоимость активов за период;

ΔA – средняя стоимость активов, возникших в результате реализации проекта с декарбонизационной составляющей, за период;

NP – Чистая прибыль без учета реализации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей.

Дополнение перечня показателей оценки эффективности приводит также к необходимости дополнения показателей стратегического планирования для уровня компании как показано в таблице 12.

1) Внутренняя цена углерода

Сумма затрат (инвестиций) на декарбонизацию по инвестиционным проектам (i), входящим в инвестиционную программу компании, деленная на величину снижения углеродного следа за все годы реализации проектов, приведенных (продисконтированные) к текущему году» [80].

Используется в качестве бенчмарка при инвестиционном планировании и оценки конкурентоспособности декарбонизационной составляющей в сравнении с другими компаниями отрасли.

2) Внешняя цена углерода

Бенчмарк, складывающийся под влиянием внешних факторов, и используемый в качестве параметра для определения необходимости повторного пересмотра/ ранжирования части инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей.

3) Ожидаемая денежная стоимость по набору инвестиционных проектов с учетом и без него декарбонизационных эффектов (EMV_p , $EMV_{dec p}$).

Используется для оценки декарбонизационного эффекта по компании с учетом влияния внешних факторов на цену углерода (в составе показателя VA).

4) Экономическая добавленная ценность, возникающая в результате декарбонизации. «Используется для оценки декарбонизационного эффекта по компании с учетом влияния внешних факторов на цену углерода при сохранении экономической целесообразности и снижении углеродного следа. Является показателем устойчивого развития компании параграф 3.3 [80].

Таблица 12 – Показатели, применимые для уровня компании в условиях декарбонизации

Показатель	Расчет	Описание
1	2	3
Рвн	$P_{вн} = \sum_{i=1}^m \Delta IC_{dec i} / \sum_{i=1}^m \Delta C_i,$ <p>где $\sum_{i=1}^m \Delta IC_{dec i}$ – сумма инвестиций в декарбонизацию по инвестиционным проектам; $\sum_{i=1}^m \Delta C_i$ – объем сниженного углеродного следа в компании</p>	Сумма затрат на декарбонизацию по всем проектам (i), входящим в инвестиционную программу компании, деленная на величину снижения углеродного следа за все годы реализации проектов, приведенных к текущему году
EMV_p	$\sum_{i=1}^m EMV_i,$ <p>где EMV_i – ожидаемая денежная стоимость по i проекту без учета декарбонизационных эффектов</p>	Ожидаемая денежная стоимость по набору инвестиционных проектов, входящим в инвестиционную программу компании, при их реализации без учета декарбонизационных эффектов

Продолжение таблицы 12

1	2	3
$EMV_{dec p}$	$\sum_{i=1}^m EMV_{dec i}$ <p>где EMV_i - ожидаемая денежная стоимость по i проекту с учетом декарбонизационных эффектов</p>	Ожидаемая денежная стоимость по набору инвестиционных проектов, входящим в инвестиционную программу компании, с учетом декарбонизационных эффектов
VA_p	$\sum_{i=1}^m EMV_{dec i} - \sum_{i=1}^m EMV_i$	Экономическая добавленная ценность, возникающая в результате реализации декарбонизационных мероприятий и отражающая устойчивое развитие компании

Источник: разработано автором.

Выбор варианта декарбонизации при реализации инвестиционных проектов нефтегазовых компаний

Инвестиционные проекты могут иметь различные варианты и конфигурации реализации.

Предложенные автором методические подходы к оценке эффективности инвестиционных проектов могут быть применены на этапе выбора варианта и конфигурации инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей.

При выборе варианта важным является не только максимизация денежного эффекта от декарбонизации (EMV_{dec} , VA), но и учет ограниченности ресурсов – выбор варианта по эффективности отдачи инвестиций (mPI , mPI_{dec}).

Сформируем матрицы декарбонизационных эффектов и инвестиций в декарбонизацию и модифицированных индексов доходности.

Строка определяет вариант декарбонизации, столбец – конфигурацию варианта. При наличии вариативности только по одному параметру остается либо строка, либо столбец.

$$\text{Матрица } VA = \begin{matrix} & VA_{11} & VA_{12} & VA_{1n} \\ VA_{21} & & VA_{22} & VA_{2n} \\ VA_{m1} & & VA_{m2} & VA_{mn} \end{matrix}$$

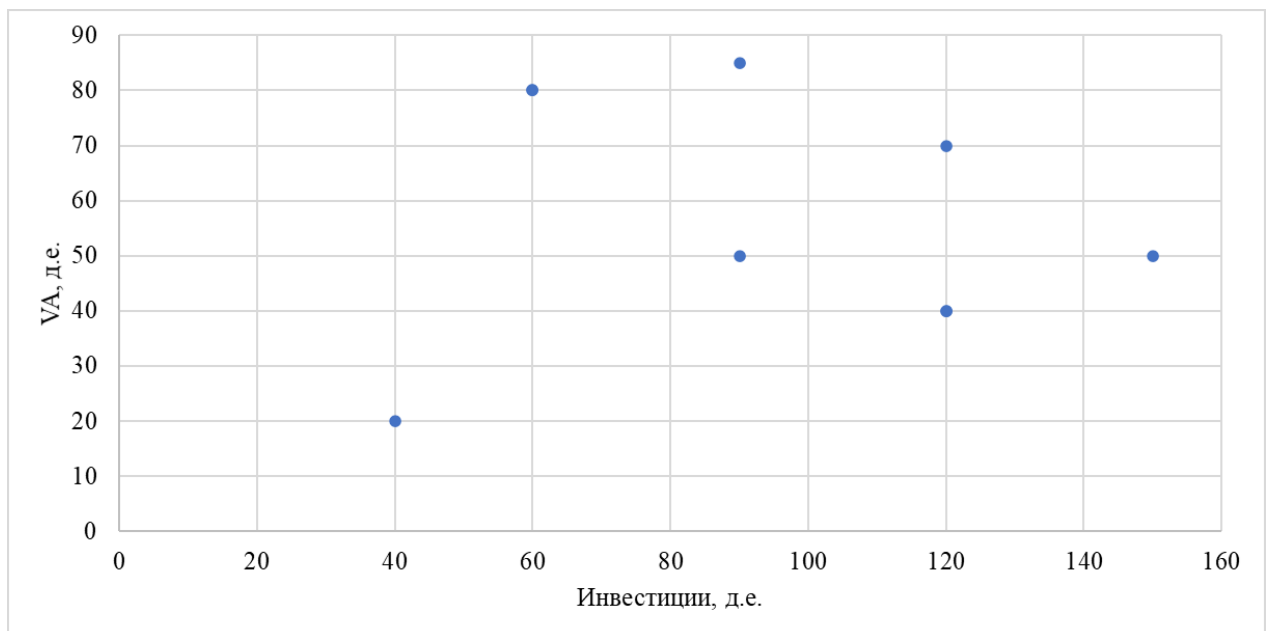
$$\text{Матрица } IC_{\text{dec}} = \begin{matrix} & IC_{11} & IC_{12} & IC_{1n} \\ IC_{21} & & IC_{22} & IC_{2n} \\ IC_{m1} & & IC_{m2} & IC_{mn} \end{matrix}$$

$$\text{Матрица } mPI = \begin{matrix} & mPI_{11} & mPI_{12} & mPI_{1n} \\ mPI_{21} & & mPI_{22} & mPI_{2n} \\ mPI_{m1} & & mPI_{m2} & mPI_{mn} \end{matrix}$$

Построим график зависимости эффекта от инвестиций, а также уровня модифицированной доходности от инвестиций. Полученные результаты показаны на рисунках 32, 33.

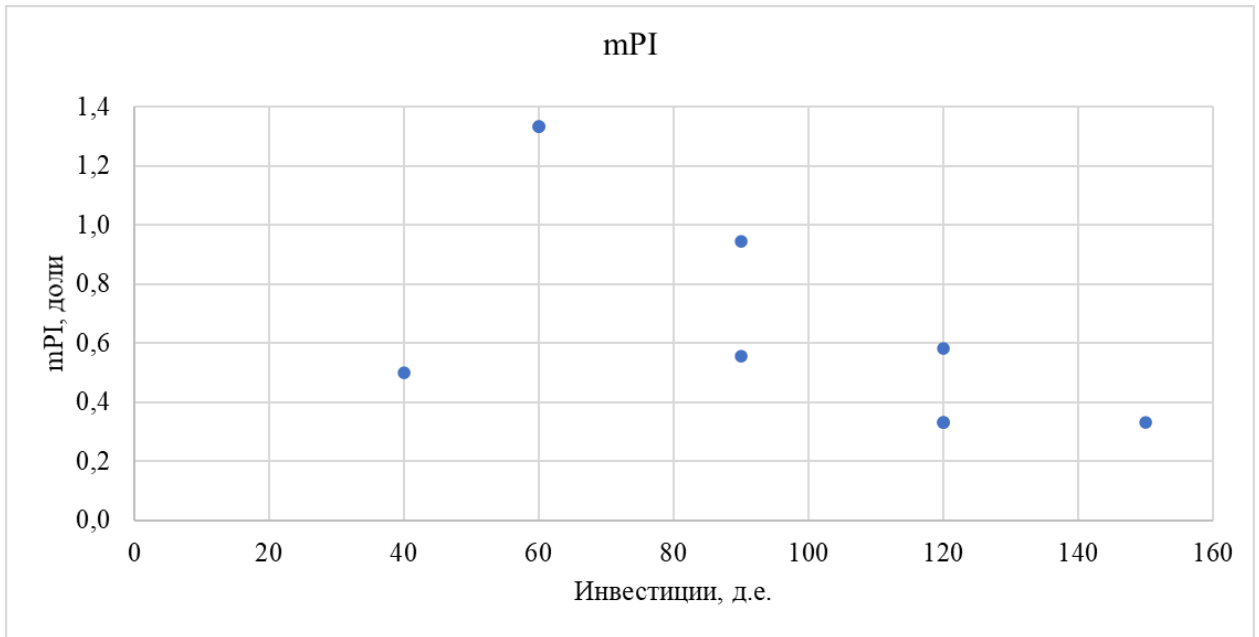
В случае, если бы решение принималось только на основании добавленной стоимости был бы выбран вариант с инвестициями 90 д.е.

При этом при наложении ограничений в виде эффективности отдачи инвестиций, приоритетным становится вариант 60 д.е.



Источник: составлено автором.

Рисунок 32 – Зависимость VA от размера инвестиций



Источник: составлено автором.

Рисунок 33 – Зависимость mPI от размера инвестиций

Процедура выбора варианта и конфигурации проекта с декарбонизационной составляющей

Для проектов производства низкоуглеродной продукции как показано в формуле (21)

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\substack{i=1..m \\ j=1..n}} mPI_{dec\ ij}, \text{ где } mPI_{dec\ ij} = VA_{ij} / \Delta IC_{dec\ ij}, \\ VA_{ij} \geq 0, \text{ где } VA_{ij} = EMV_{dec\ ij} - EMV_{ij}, \\ \Delta ROA_{ijk} \geq 0, k = op, op + 1, \dots, e, \text{ где } \Delta ROA_{ijk} = ROA_{p\ ijk} - ROA_{ijk}, \end{array} \right. \quad (21)$$

где $mPI_{dec\ ij}$ – модифицированный индекс доходности инвестиций;

VA_{ij} – экономически добавленная ценность по инвестиционному проекту;

$\Delta IC_{dec\ ij}$ – инвестиции в декарбонизационную часть проекта;

$EMV_{dec\ ij}$ – ожидаемая денежная стоимость по проекту с учетом декарбонизационной части;

EMV_{ij} – ожидаемая денежная стоимость по проекту без учета декарбонизационной части;

ΔROA_{ijk} – изменение рентабельности активов в результате реализации инвестиционного проекта, доли;

i, j – вариант и конфигурация реализации проекта;

op – шаг расчета, соответствующий началу операционной деятельности;

k, e – номер шага расчета и конец расчетного периода по проекту.

Для климатических проектов как показано в формуле (22)

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\substack{i=1..m \\ j=1..n}} mPI_{ij}, \text{ где } mPI_{ij} = EMV_{dec\ ij}/IC_{ij}, \\ EMV_{dec\ ij} \geq 0, \\ \Delta ROA_{ijk} \geq 0, k = op, op + 1, \dots, e, \text{ где } \Delta ROA_{ijk} = ROA_{p\ ijk} - ROA_{ijk}, \end{array} \right. \quad (22)$$

где $mPI_{dec\ ij}$ – модифицированный индекс доходности инвестиций;

$\Delta IC_{dec\ ij}$ – инвестиции в декарбонизационную часть инвестиционного проекта;

VA_{ij} – экономически добавленная ценность по проекту;

$EMV_{dec\ ij}$ – ожидаемая денежная стоимость по проекту с учетом декарбонизационной части;

EMV_{ij} – ожидаемая денежная стоимость по проекту без учета декарбонизационной части инвестиционного проекта;

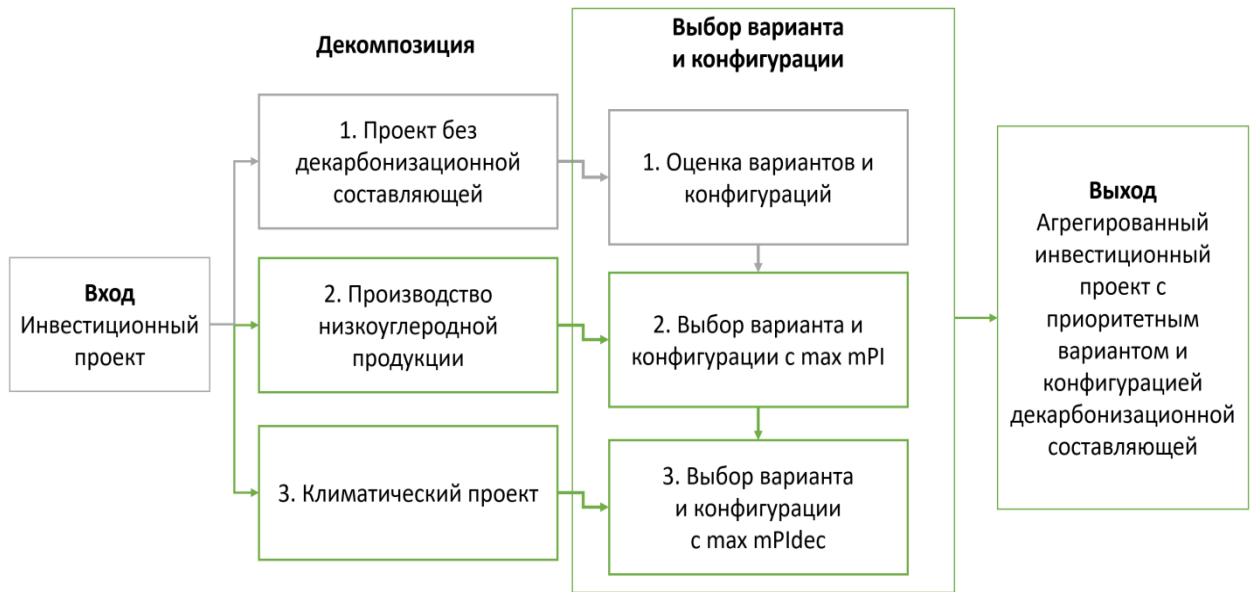
ΔROA_{ijk} – изменение рентабельности активов, доли;

i, j – вариант и конфигурация реализации проекта;

op – шаг расчета, соответствующий началу операционной деятельности в рамках инвестиционного проекта;

k, e – номер шага расчета и конец расчетного периода по проекту.

В общем виде предлагаемую процедуру выбора варианта инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей можно отразить в виде поэтапной схемы как показано на рисунке 34.



Источник: разработано автором.

Рисунок 34 – Выбор предпочтительного варианта инвестиционного проекта с декарбонизационной составляющей

Во-первых, для целей оценки эффективности и выбора оптимального варианта необходимо декомпозировать инвестиционный проект в соответствии с классификацией на проект без декарбонизационной составляющей, проект производства низкоуглеродной продукции и климатический проект [77].

Во-вторых, проводится оценка, выделенных проектов, в соответствии с предложенными методическими подходами.

В-третьих, осуществляется выбор оптимального варианта и конфигурации в разрезе декомпозированных составляющих (предыдущий этап определяет набор доступных вариантов и конфигураций для последующего):

1) Оцениваются варианты и конфигурации для проекта без декарбонизационной составляющей.

2) Выбирается оптимальный вариант для проекта производства низкоуглеродной продукции по mPI.

3) Выбирается оптимальный вариант климатического проекта по mPI_{dec} .

В-четвертых, выбранные варианты агрегируются в общий инвестиционный проект, оценивается эффективность реализации проекта с декарбонизационной составляющей.

Так, процедура оценки экономической эффективности инвестиционного проекта в условиях декарбонизации может быть разбита на семь последовательных шагов.

Шаг 1. Декомпозиция: выделение из комплексного инвестиционного проекта отдельных частей: проект без декарбонизационной составляющей, производство низкоуглеродной продукции, климатический проект. На Шагах 2-3 экономическая эффективность подобных проектов оценивается отдельно.

Шаг 2. Оценка углеродного следа по двум охватам (ISO 14064, GHG Protocol Corporate Accounting Reporting Standard).

Шаг 3. Формирование денежных потоков: доходной и расходной частей.

Шаг 4. Оценка коммерческой эффективности проекта в целом без учета декарбонизационной составляющей (классическая методика оценки эффективности инвестиционных проектов), а также показателей, агрегированных в таблице 11, применимых для проекта без учета декарбонизационной составляющей.

Шаг 5. Оценка набора вариантов и конфигураций декарбонизации (производство низкоуглеродной продукции/ климатический проект), в том числе выбор лучшего варианта с использованием, предложенной формализованной процедуры.

Шаг 6. Оценка коммерческой эффективности агрегированного проекта с учетом декарбонизационной составляющей.

Шаг 7. Оценка влияния инвестиционного проекта на эффективность хозяйственной деятельности предприятия для каждого шага расчета.

3.2 Апробация методики оценки эффективности производства газохимической продукции небольших газовых и газоконденсатных месторождений

Ямал является перспективным центром газодобычи в Российской Федерации. Этому способствует ряд факторов: падение добычи в Надым-Пур-Тазе после 2030 года, развитие Северного морского пути, технологическое развитие нефтегазового сектора (способность реализации проектов в сложных климатических и геологических условиях).

Крупнейшие российские компании имеют разрабатываемые месторождения в Ямальском центре газодобычи и рассматривают различные варианты монетизации сырья:

- сдача газа в трубу;
- производство СПГ;
- крупнотоннажная газохимия.

С точки зрения снижения углеродного следа крупнотоннажная газохимия в сочетании с технологиями утилизации и захоронения (CCUS) является эффективным вариантом монетизации газа, добытого на небольших месторождениях (полка добычи порядка 5 млрд м³ газа в год). Распространена практика комбинированного кейса – направление части объемов на газохимию, части в трубу/ на СПГ.

Для расчета опций монетизации были взяты 6 ямальских месторождений 4-х российских ВИНКов с годом запуска до 2030 г. Для каждого месторождения рассмотрено 3 опции монетизации с разной величиной снижения углеродного следа. Месторождения являются схожими по типам залежей, размерам, а также имеют полку добычи около 5 млрд м³ в год. Предполагается, что производимую газохимическую продукцию компании будут поставлять на экспорт.

С учетом роста спроса на газохимическую продукцию с низким углеродным следом совместно с каждой опцией монетизации реализуется климатический проект – улавливание и захоронение углерода (CCUS).

Опции монетизации продукции:

- 1) метанол + CCUS, поставка части газа в магистраль;
- 2) аммиак + CCUS, поставка части газа в магистраль;
- 3) карбамид + CCUS, поставка части газа в магистраль.

Входные параметры для модели отражены в таблице 13.

Таблица 13 – Входные параметры финансово-экономической модели upstream, midstream

Параметр	Значение/ комментарий
Локация	Ямал
Наличие инфраструктуры, включая суда	да
Объем добычи природного газа	различный профиль для каждого месторождения, полка добычи до 5 млрд м ³ в год
Рынок сбыта метанол	АТР
Рынок сбыта аммиак	Марокко
Рынок сбыта карбамид	Индия
Мощность производство метанола	2004 тыс.т /г
Мощность производство аммиака	1043 тыс.т /г
Мощность производство карбамида	1839 тыс.т /г
CAPEX производство метанола	131 млрд руб.
CAPEX производство аммиака	140 млрд руб.
CAPEX производство карбамида	147 млрд руб.
ОРЕХ производство метанола	6000 руб./т продукции
ОРЕХ производство аммиака	6300 руб./ т продукции
ОРЕХ производство карбамида	6400 руб./т продукции
Срок реализации проекта	40 лет

Источник: составлено автором по данным [125; 130-132; 136].

В качестве входных параметров для CCUS использовались следующие значения, полученные в результате сбора информации по объектам-аналогам и представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Входные параметры для ФЭМ блок CCUS

Показатель	Единица измерения	Значение
Стоимость улавливания		
CAPEX установки улавливания CO ₂	млн руб.	30 000
OPEX	процент от CAPEX	4
Стоимость осушки и компримирования		
Стоимость оборудования для компримирования	млн руб.	2 000
Стоимость оборудования для осушки	млн руб.	216
OPEX	млн руб./г	1 000
Стоимость транспортировки		
CAPEX трубопровода	млн руб.	8 000
OPEX трубопровода	млн руб./г	600
Стоимость закачки		
CAPEX закачки	млн руб.	43 000
OPEX закачки	млн руб./г	5 000
Прочие предпосылки		
Амортизация	процент	5
WACC	процент	10
Доля улавливания CO ₂	процент	50/90

Источник: составлено автором по данным [125; 130-132; 136].

Расчет проведен в соответствии с алгоритмом и методическими предпосылками, предложенными автором на рисунке 34.

Шаг 1. Декомпозиция проекта на составляющие.

Предлагается декомпозировать проект следующим образом:

- проект без декарбонизационной составляющей: добыча (upstream), газохимия (midstream);
- климатический проект: CCUS.

Шаг 2. Оценка углеродного следа по двум охватам (ISO 14064, GHG Protocol Corporate Accounting Reporting Standard).

Рассчитан углеродный след по первому и второму охватам согласно материально-техническому балансу для добычи (upstream) и для midstream в соответствии с используемыми технологиями производства метанола, аммиака и карбамида из природного газа (Haldor Topsoe).

Углеродный след при добыче (upstream) на стадии подготовки газа определен статистическим методом путем анализа 40 месторождений на Ямале и в Надым-Пур-Тазе в разрезе различных пластов и стадий разработки месторождений. Получен бенчмарк 0,3 т CO₂-экв. / тыс. м³ газа (средневзвешенное значение по исследуемой выборке).

По данным IHS Markit углеродный след производства метанола без использования технологий улавливания 0,529 т CO₂-экв. / т продукции, аммиака 0,785 т CO₂-экв. / т продукции, карбамида 0,893 т CO₂-экв. / т продукции.

Для опции CCUS предлагается рассмотрение вариантов: без улавливания, 50%, 90% улавливание CO₂.

Шаг 3. Формирование денежных потоков: доходной и расходной частей.
Доходная часть (проект без декарбонизационной составляющей)

Upstream – продажа природного газа в трубу и отгрузка газового конденсата. Цена газа соответствует данным ФАС для ЯНАО. Цена газового конденсата рассчитана методом нетбэк от Роттердама (котировки Argus на базе FOB Rotterdam).

Downstream – продажа метанола, аммиака и карбамида в АТР, Марокко и Индии соответственно. Рассчитываются цены нетбэк до ворот завода, которые закладываются в модель по годам соответственно. Цены на

продукцию на целевых рынках были получены по данным Refinitiv Eikon, Argus.

Расходная часть (проект без декарбонизационной составляющей)

Upstream: CAPEX на разработку месторождения, включая объекты подготовки газа; OPEX на подготовку газа и внутрипромысловую транспортировку, налоговое окружение.

Midstream: CAPEX на оборудование для производства метанола, аммиака и карбамида; OPEX сырье и прочие затраты на получение продукции, рассчитанные в соответствии с прогнозной динамикой производства.

Доходная часть (климатический проект)

Доходная часть опции CCUS – производство сокращенного углеродного следа на внешнюю цену углерода (прогноз внешней цены указан в параграфе 2.1) за каждый шаг расчета.

В модели используется два сценария внешней цены на CO₂, представленные в таблице 15. Вероятности реализации сценариев были получены в параграфе 2.2 в результате экспертного опроса (влияние факторов на цену CO₂): 0,44 (низкий сценарий), 0,54 (высокий сценарий).

Вероятности и цена углерода будут использованы для расчета ожидаемой денежной стоимости EMV.

Таблица 15 – Сценарный прогноз внешней цены на углерод в Европе (EU ETS)

В долларах за тонну CO ₂ -эквивалента		
Год	Низкий сценарий	Высокий сценарий
1	2	3
2008	20	20
2009	17	17
2010	14	14
2011	15	15
2012	20	20
2013	25	25

Продолжение таблицы 15

1	2	3
2014	28	28
2015	28	28
2016	24	24
2017	45	45
2018	48	48
2019	43	43
2020	50	50
2021	54	54
2022	81	81
2023	88	88
2024	74	105
2025	89	104
2026	84	98
2027	94	106
2028	106	122
2029	137	159
2030	204	236

Источник: составлено автором по материалам [108].

Расходная часть (климатический проект)

Для улавливания и захоронения CO₂ расходной частью проекта являются инвестиции на декарбонизацию (CAPEX), разнесенные по годам, а также операционные расходы на улавливание, транспортировку и захоронение CO₂ (OPEX).

В соответствии с этим предлагается использование следующих входных форм для расчета денежных потоков, представленных в таблицах 16-17.

Таблица 16 – Входные формы для расчета денежных потоков ФЭМ (проект без декарбонизационной составляющей)

Наименование	ЕИ
1	2
ДОХОДЫ	млн руб.
UPSTREAM	млн руб.
Добыча	млн м3
Конденсат	тыс. т
Газ	руб./тыс. м3
Конденсат	руб./т
Подготовленный газ за вычет газа на производство ГХ	млн руб.
Конденсат	млн руб.
MIDSTREAM	млн руб.
Аммиак	тыс. т
Карбамид	тыс. т
Метанол	тыс. т
Нетбэк Аммиак	руб./т
Нетбэк Карбамид	руб./т
Нетбэк Метанол	руб./т
Выручка Аммиак	млн руб.
Выручка Карбамид	млн руб.
Выручка Метанол	млн руб.
Углеродный след аммиак	тыс. т CO ₂ -экв.
Углеродный след метанол	тыс. т CO ₂ -экв.
Углеродный след карбамид	тыс. т CO ₂ -экв.
Декарбонизационный доход аммиак/ метанол/ карбамид	млн руб.
РАСХОДЫ	млн руб.
Капитальные вложения	млн руб.
Upstream	млн руб.
Midstream	млн руб.
Текущие операционные затраты	млн руб.

Продолжение таблицы 16

1	2
Upstream	млн руб.
Midstream	млн руб.
Налоги	млн руб.
Углеродные платежи	млн руб.

Источник: разработано автором.

Таблица 17 – Входные формы для расчета денежных потоков ФЭМ (климатический проект)

Наименование	ЕИ
ДОХОДЫ	млн руб.
Углеродный след аммиак	тыс. т CO ₂ -экв.
Углеродный след метанол	тыс. т CO ₂ -экв.
Углеродный след карбамид	тыс. т CO ₂ -экв.
Декарбонизационный доход аммиак/ метанол/ карбамид	млн руб.
РАСХОДЫ	млн руб.
Капитальные вложения CCUS	млн руб.
Текущие операционные затраты CCUS	млн руб.
Налоги	млн руб.

Источник: разработано автором.

Шаг 4. Оценка коммерческой эффективности проекта в целом без учета декарбонизационной составляющей (климатического проекта).

Оценка коммерческой эффективности проекта проводится в соответствии с набором принципов и показателей, обозначенных в параграфе 3.1.

Используется следующая форма для оценки эффективности проекта без учета декарбонизационной составляющей, представленная в таблице 18.

Таблица 18 – Форма оценки коммерческой эффективности проекта без учета декарбонизационной составляющей

Операционная и инвестиционная деятельность		Ед.изм.
Выручка		млн руб.
Upstream		млн руб.
Midstream		млн руб.
CAPEX		млн руб.
Upstream		млн руб.
Midstream		млн руб.
OPEX		млн руб.
Upstream		млн руб.
Mistream		млн руб.
Амортизация		млн руб.
ЕБИТДА		млн руб.
Прибыль для целей налогообложения		млн руб.
Налог на прибыль		млн руб.
Чистая прибыль		млн руб.
Шаг расчётного периода		ед.
Ставка дисконтирования		процент
Показатели		
Чистый дисконтированный доход NPV		млн руб.
Ожидаемая денежная стоимость EMV		млн руб.
Внутренняя норма доходности (IRR)		процент
Индекс доходности (PI)		ед.
Модифицированный индекс доходности (mPI)		ед.
Срок окупаемости (PP)		лет
Δ ROA		ед.

Источник: разработано автором.

Для демонстрации эффективности предложенных методических подходов было проведено два расчета как показано в таблице 19.

1) В соответствии с классическими правилами оценки инвестиционных проектов: расчет NPV, PI, внешняя цена углерода равна 0, платятся только небольшие экологические сборы в соответствии с Федеральным и региональным законодательством. Для расчетных примеров заложены экологические платежи в размере 10 долл./ т. CO₂-экв. Данное значение совпадает с текущей ценой квоты в рамках Сахалинского эксперимента. В будущем прогнозируется экстраполяция регулирования на другие регионы Российской Федерации, а также рост цены квоты на внутреннем рынке, что приведет к снижению эффективности инвестиционных проектов.

2) В соответствии с предложенными методическими подходами: расчет EMV, mPI. Возникает существенная плата за выбросы: растущая внешняя цена на углерод, значения которой заложены в ФЭМ в соответствии со сценариями и вероятностями их реализации.

Получены следующие результаты.

1) В рассматриваемых расчетных кейсах месторождения всех рассматриваемых компаний вне зависимости от выбранного варианта монетизации являются чувствительными к введению углеродных платежей: введение платы на выбросы существенно ухудшает экономику проекта.

2) При отсутствии учета данного фактора при оценке эффективности инвестиционного проекта может быть выбран потенциально убыточный вариант, что показано для варианта производства метанола на втором, третьем, пятом и шестом месторождениях.

3) Предлагаемые показатели позволят более точно оценить эффективность рассматриваемых инвестиционных проектов в нефтегазовых компаниях.

Таблица 19 – Результаты модельного расчета проекта без декарбонизационной составляющей

Место-рождение	Метанол (NPV; PI)	Метанол (EMV; mPI)	Δ	Аммиак (NPV; PI)	Аммиак (EMV; mPI)	Δ	Карбамид (NPV; PI)	Карбамид (EMV; mPI)	Δ
1	(-34,9; -0,07)	(-121,1; -0,24)	-	(-292; -0,6)	(-380,7; -0,78)	-	(-190,2; -0,38)	(-295,1; -0,59)	-
2	(44,6; 0,11)	(-40,1; -0,1)	-	(-209,5; -0,55)	(-298; -0,78)	-	(-107,3; -0,28)	(-210,9; -0,54)	-
3	(76; 0,19)	(-17; -0,04)	-	(-183,3; -0,47)	(-279,3; -0,72)	-	(-79,5; -0,2)	(-191,6; -0,49)	-
4	(85; 0,24)	(21,9; 0,06)	-	(-179,8; -0,54)	(-243,6; -0,73)	-	(-74,4; -0,22)	(-156,2; -0,46)	-
5	(52,4; 0,13)	(-21,9; -0,06)	-	(-208,2; -0,56)	(-285; -0,76)	-	(-103,5; -0,27)	(-197,5; -0,52)	-
6	(4; 0,01)	(-54,4; -0,14)	-	(-254,1; -0,69)	(-313,6; -0,85)	-	(-148,6; -0,39)	(-227,5; -0,6)	-
<p>Примечания</p> <p>1 NPV, EMV – млрд руб.</p> <p>2 PI, mPI – доли.</p> <p>3 Δ- «-» ухудшение показателей, «+» улучшение показателей.</p>									

Источник: составлено автором по данным [99; 125; 130-132; 136].

Шаг 5. Оценка набора вариантов и конфигураций декарбонизации (производство низкоуглеродной продукции/ климатический проект), в том числе выбор оптимального варианта с использованием модели, разработанной автором.

Согласно данным Global CCS Institute затраты на улавливание CO₂ зависят от парциального давления потока. Чем выше парциальное давление, тем ниже затраты, что отражено в таблице 20.

При этом улавливание является капиталоемкой частью проекта CCUS и занимает порядка 40% всех затрат.

Также для некоторых производств улавливание входит в один из переделов технологического процесса производства продукта и учитывается в себестоимости основного продукта, например, при производстве аммиака. Таким образом, реализация декарбонизационных инициатив для подобных проектов будет увеличивать экономическую эффективность [77].

Таблица 20 – Затраты на улавливание CO₂

Выбросы	Парциальное давление CO ₂ , кПа	Затраты на улавливание CO ₂ , долл./т CO ₂
Тепло-электрогенерация	9	75
Цементная промышленность	24	90
Металлургия	19	70
Производство этилена	90	30
Производство H ₂	390	65
Производство NH ₃	1350	30
ГПЗ	4500	20

Источник: составлено автором по данным материалов [116].

Был проведен расчет для разных технологических решений и конфигураций. Рассмотрены варианты: улавливание 50% и 90% выбросов. 50% – необходимый уровень улавливания для новых газохимических установок с целью соответствия текущим значениям бенчмарков в странах с наиболее жестким углеродным регулированием, таких как Европа, Япония, Южная Корея.

90% – технологически возможный уровень улавливания для современных пилотных установок. Необходим для действующих производств для снижения углеродного следа продукции.

В соответствии с формализованной процедурой выбора варианта и конфигурации, представленной в формуле (21) получены следующие результаты, агрегированные в таблице 21.

1) Для метанольной опции в рассматриваемых кейсах выгодны инвестиции в декарбонизацию для второго и третьего месторождений при 90- процентном улавливании и захоронении CO_2 коммерческая эффективность проектов выше, чем при 50-процентном улавливании.

2) Для аммиачной опции в рассматриваемых кейсах инвестиции в декарбонизацию выгодны для всех месторождений при реализации конфигурации 90% улавливание и захоронение CO_2 .

3) Реализация карбамидной опции в рассматриваемых кейсах экономически целесообразно улавливание 90% CO_2 для третьего месторождения.

Таким образом, расчеты показали, что для рассматриваемых месторождений эффективным вариантом декарбонизации является 90-процентное улавливание CO_2 для всех опций монетизации.

Наиболее эффективными (максимальное значение показателя EMV_{dec} и mPI_{dec}) являются варианты производства аммиака и 90%-процентное улавливание CO_2 на втором, третьем и пятом месторождениях.

Таблица 21 – Экономическая эффективность проекта CCUS по вариантам

Место-рождение	Метанол CCUS 50% (EMVdec; mPIdec)	Метанол (CCUS 90%) (EMVdec; mPIdec)	Аммиак CCUS 50% (EMVdec; mPIdec)	Аммиак (CCUS 90%) (EMVdec; mPIdec)	Карбамид CCUS 50% (EMVdec; mPIdec)	Карбамид (CCUS 90%) (EMVdec; mPIdec)
1	(-27,4; -0,4)	(-18,1; -0,2)	(-20,8; -0,33)	(23,8; 0,47)*	(-33,2; -0,4)	(-22,5; -0,2)
2	(-13; -0,23)	(2,6; 0,03)*	(-7,7; -0,15)	(35,8; 0,86)*	(-18,8; -0,26)	(-1,7; -0,02)
3	(-8,7; -0,15)	(10,3; 0,13)*	(-3,5; -0,07)	(43; 1,04)*	(-14,5; -0,2)	(5,9; 0,06)*
4	(-18,4; -0,37)	(-10,8; -0,16)	(-13,7; -0,31)	(17,8; 0,5)*	(-24,2; -0,38)	(-15,2; -0,18)
5	(-16,6; -0,3)	(-5,1; -0,07)	(-11,6; -0,24)	(26,5; 0,67)*	(-22,3; -0,33)	(-9,5; -0,1)
6	(-26,4; -0,49)	(-23; -0,32)	(-21; -0,43)	(9,4; 0,24)*	(-32,2; -0,47)	(-27,3; -0,3)
<p>Примечания</p> <p>1 Для климатического проекта $EMV_{dec}=VA$, $\Delta IC_{dec}=IC$.</p> <p>2 Расчет был проведен для ценовых сценариев параграф 2.1.</p> <p>* Экономически эффективные варианты.</p>						

Источник: составлено автором по данным расчетов и материалов [116; 125].

Шаг 6. Оценка коммерческой эффективности проекта в целом с учетом декарбонизационной составляющей.

После выбора варианта декарбонизации целесообразно оценить коммерческую эффективность интегрированного проекта. Форма оценки коммерческой эффективности проекта представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Форма оценки коммерческой эффективности проекта с учетом декарбонизационной составляющей

Операционная и инвестиционная деятельность	Единица измерения
1	2
Выручка	млн руб.
Upstream	млн руб.
Midstream	млн руб.
Декарбонизационный доход (CCUS)	млн руб.
Прочий декарбонизационный доход: продажа квот, офсетов	млн руб.
ОРЕХ	млн руб.
Upstream	млн руб.
Mistream	млн руб.
CCUS	млн руб.
Амортизация	млн руб.
ЕБИТДА	млн руб.
Прибыль для целей налогообложения	млн руб.
Налог на прибыль	млн руб.
Чистая прибыль	млн руб.
Шаг расчётного периода	ед.
Ставка дисконтирования	процент
Показатели	
Чистый дисконтированный доход NPV	млн руб.
Ожидаемая денежная стоимость EMV	млн руб.
Внутренняя норма доходности (IRR)	процент
Индекс доходности (PI)	ед.

Продолжение таблицы 22

1	2
Модифицированный индекс доходности (mPI)	процент
Срок окупаемости (PP)	лет
ΔROA	ед.

Источник: составлено автором.

Расчеты показали, что декарбонизационные мероприятия в рассматриваемых кейсах не ухудшают экономику проекта, с учетом рассматриваемых сценариев для внешней цены углерода, полученных в параграфе 2.1.

Появляется положительный декарбонизационный эффект – возможность реализовать углеродную квоту/сертификат, а также спрос и желание потребителей платить премию за низкоуглеродный продукт.

При классическом расчете, в соответствии с методикой оценки эффективности инвестиционных проектов, будут нивелированы только штрафы за выбросы. При расчете по методике оценки эффективности, с учетом предложений автора, помимо нивелирования штрафов за выбросы появляется положительный декарбонизационный эффект. Пример расчета по метанольной опции для второго месторождения представлен в приложении Б.

Так, при классическом расчете было бы выбрано 2 экономически эффективных варианта, в которых NPV и PI положительны. При этом при росте цены на углерод экономически эффективными являются 4 варианта как показано в таблице 23.

Эффективными становятся варианты, в которых отсутствие платы за выбросы и существенный декарбонизационный доход позволяют повысить NPV и PI до положительных значений.

Таблица 23 – Экономическая эффективность агрегированного проекта с CCUS по вариантам

Место-рождение	Метанол (NPV; PI; ROA) CCUS 90%	Метанол (EMV; mPI; ROA dec) CCUS 90%	Аммиак (NPV; PI; ROA) CCUS 90%	Аммиак (EMV; mPI; ROA dec) CCUS 90%	Карбамид (NPV; PI; ROA) CCUS 90%	Карбамид (EMV; mPI; ROA dec) CCUS 90%
1	(-112,2; -0,19; 0,11)	(-36,5; -0,06; 0,13)	(-324,4; -0,6;0,01)	(-251,5; -0,47; 0,04)	(-283,8;-0,47;0,05)	(-193,2; -0,32; 0,07)
2	(-10,5; -0,02; 0,13)	(63,8; 0,14; 0,16)*	(-229,2; -0,54;0)	(-154,7; -0,37; 0,03)	(-178,2;-0,37;0,05)	(-89; -0,18; 0,08)
3	(22; 0,05; 0,12)*	(103,6; 0,22; 0,14)*	(-200,4; -0,47;0)	(-119,9; -0,28; 0,02)	(-149,3;-0,31;0,04)	(-53,1; -0,11; 0,07)
4	(30,3; 0,07; 0,15)*	(85,6; 0,21; 0,17)*	(-200,8; -0,55;0,01)	(-148,7; -0,41; 0,03)	(-144,4;-0,34;0,06)	(-74,6; -0,18; 0,09)
5	(-3,7; -0,01; 0,13)	(61,6; 0,13; 0,16)*	(-229,3; -0,56;0,01)	(-165,9; -0,4; 0,03)	(-176,1;-0,37;0,05)	(-95,2; -0,2; 0,08)
6	(-56,6; -0,12; 0,15)	(-5,3; -0,01; 0,18)	(-281,4; -0,69;0,02)	(-232,1; -0,57; 0,05)	(-228,6;-0,49;0,06)	(-162; -0,35; 0,1)
* Экономически эффективные варианты.						

Источник: составлено автором по данным расчетов и материалов [116; 125].

Таким образом, апробация показывает, что предложенные методические подходы могут быть использованы при оценке эффективности инвестиционных проектов и позволяют более точно отсеять экономически неэффективные варианты с учетом развивающейся декарбонизационной повестки.

3.3 Применение предложенных методических положений в деятельности нефтегазовых компаний

Разработанные методические положения могут быть применены в нефтегазовых компаниях для достижения устойчивого развития.

Развитие методики оценки эффективности отдельных инвестиционных проектов в условиях декарбонизации приводит к необходимости применения положений и для уровня компании.

С целью оценки эффективности декарбонизации нефтегазовой компании и подтверждения ее стремления к достижению устойчивого развития целесообразно использовать интегральный показатель VA_p – добавленная ценность компании, возникающая в результате экономических эффектов от декарбонизации, по реализуемым компанией проектам. Показатель рассчитывается по формуле (23)

$$VA_p = \sum_{i=1}^n EMV_{dec\ i} - \sum_{i=1}^n EMV_i, \quad (23)$$

где $EMV_{dec\ i}$ – ожидаемая денежная стоимость от реализации инвестиционных проектов за определенный период с учетом эффектов, возникающих в результате декарбонизации (при разных сценариях цены углерода);

EMV_i – ожидаемая денежная стоимость от реализации инвестиционных проектов за определенный период без учета положительных эффектов, возникающих в результате декарбонизации (компания не

предпринимает действия по декарбонизации, а просто платит за выбросы).

Показатель свидетельствует о дополнительной создаваемой стоимости компании с учетом декарбонизационных эффектов: отрицательных затрат на декарбонизацию и положительных – эффектов, возникающих в результате снижения углеродного следа и роста внешней цены на углерод. В случае, если $VA_p \geq 0$, можно говорить об устойчивом развитии компании в условиях декарбонизации.

Для оценки изменения эффективности хозяйственной деятельности предприятия в конкретный момент времени в будущем в случае реализации инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей, рекомендуется использовать показатель изменение рентабельности активов (ΔROA_{comp}), рассчитываемый по формуле (24)

$$\Delta ROA_{comp} = ROA_{dec p} - ROA_p = NP_{dec p} / (\bar{A} + \Delta A) - NP_p / \bar{A}, \quad (24)$$

где $ROA_{dec p}$ – рентабельность активов с учетом реализации всех инвестиционных проектов компании;

ROA_p – рентабельность активов с учетом реализации всех инвестиционных проектов, кроме проектов с декарбонизационной составляющей;

\bar{A} – средняя стоимость активов за период;

ΔA – средняя стоимость активов, возникших в результате реализации проектов с декарбонизационной составляющей, за период;

$NP_{dec p}$ – чистая прибыль с учетом реализации всех инвестиционных проектов компании;

NP_p – чистая прибыль с учетом реализации всех инвестиционных проектов, кроме проектов с декарбонизационной составляющей.

Таким образом, в механизм устойчивого развития компании целесообразно добавить интегральные показатели как показано на рисунке 35:

- 1) экономическая добавленная ценность (VA) – отражает устойчивое развитие компании;
- 2) показатель ΔROA_{comp} , отражающий потенциальное изменение эффективности будущей хозяйственной деятельности компании при реализации набора проектов с декарбонизационной составляющей.



Источник: составлено автором.

Рисунок 35 – Связь элементов механизма устойчивого развития компании и предложенных показателей

В качестве апробации предлагается рассчитать интегрированные показатели для набора месторождений второй компании.

Рассчитывается экономическая добавленная ценность (VA) для набора проектов с декарбонизационной составляющей.

Учитывая, что на предыдущем этапе расчетов для всех месторождений наиболее эффективными с точки зрения показателя mPI_{dec} получились опции с производством метанола, рассмотрим его как базовый вариант производства.

В результате расчетов получены следующие результаты, представленные в таблице 24.

В случае реализации компанией предложенных вариантов инвестиционных проектов с декарбонизационной составляющей (второе, третье, четвертое месторождения) экономическая добавленная ценность (VAp) составит 339 млрд руб.

Таблица 24 – Расчет агрегированных показателей на уровне компании

В миллиардах рублей

Месторождение	Продукт	EMVdec	EMV	VAp
2	метанол	111	22	89
3	метанол	156	30	125
4	метанол	121	-4	125
ИТОГО	-	-	-	339

Источник: составлено автором по данным расчетов и материалов [78; 115].

В качестве показателя ROA_p используется текущее значение рентабельности активов исследуемой компании (по данным бухгалтерской отчетности по состоянию на 2022 г.).

Рассчитывается чистая прибыль, с учетом всех реализуемых проектов с декарбонизационной составляющей $NP_{dec p}$. А также средняя стоимость активов, возникших в результате реализации проектов с декарбонизационной составляющей ΔA за каждый период расчета (первый год – начало операционной деятельности).

В итоге оценивается изменение рентабельности активов по каждому периоду ΔROA_{comp} .

Получено, что реализация проектов с декарбонизационной составляющей увеличивает рентабельность активов компании (0,209 – текущее значение рентабельности для выбранной компании) в среднем на 2-3% относительно текущего значения, что показано в таблице 25.

Таблица 25 – Изменение рентабельности активов компании при реализации проектов с декарбонизационной составляющей

Год расчета	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
$ROA_{dec p}$	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24
ΔROA_{comp}	0,021	0,021	0,021	0,021	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
Примечание – Начало операционной деятельности в девятый год расчета.																				

Источник: составлено автором по данным расчетов и материалов [116; 125].

Дополнение методики оценки эффективности инвестиционных проектов также приводит к трансформации инвестиционного планирования.

Инвестиционное планирование является неотъемлемой частью стратегического планирования компании и соответственно механизма ее устойчивого развития.

Реализация инвестиционной деятельности нефтегазовой компании осуществляется через инвестиционную программу и связана с бюджетированием, стратегическим, среднесрочным планированием и мониторингом целевых показателей эффективности.

Инвестиционное планирование изменяется в части жизненного цикла инвестиционной программы и дополнительных показателей оценки инвестиционных проектов.

При инвестиционном планировании анализ инвестиционных проектов проводится на 2 интервалах: анализируемый период, перспективный период. Анализируемый период – текущая инвестиционная программа. Перспективный период – актуализированные прогнозные денежные потоки для инвестиционных проектов. Для формирования денежных потоков на перспективный период должен проводиться регулярный мониторинг и переоценка проектов.

Расчет денежных потоков производится в ценах анализируемого периода.

Для проектов, реализуемых в условиях декарбонизации, помимо прочих параметров важными пунктами для учета и мониторинга являются внутренняя и внешняя цены углерода, а также величина снижения углеродного следа и ее количественное выражение. Так, автором предлагается дополнение набора показателей и их внесение в соответствующие этапы жизненного цикла инвестиционной программы как показано на рисунке 36 и в таблице 26.

Основные дополнения вносятся в этап 1 (ранжирование проектов) и в этап 4 (оценка эффективности проектов с учетом их актуализации).



Источник: составлено автором.

Рисунок 36 – Этапы жизненного цикла инвестиционной программы

Таблица 26 – Дополнительные показатели оценки инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации

Этап	Показатель	Комментарий
1) Ранжирование инвестиционных проектов 4) Оценка эффективности проектов с учетом актуализации 5) Мониторинг программы	внутренняя цена углерода	Отражает величину необходимых инвестиций для снижения углеродного следа на единицу
	внешняя цена углерода	Цена за тонну CO ₂ -экв., формирующаяся вне компании под воздействием регуляторных инициатив. Например, цена углерода в рамках систем торговли квотами (ETS)
	модифицированный индекс доходности инвестиций mPI	Учитывает риск изменения цены на углерод под действием факторов
4) Оценка эффективности проектов с учетом актуализации	эластичность NPV по цене углерода	Показывает, насколько чувствительна эффективность проекта к внешней цене углерода. В зависимости от целей компании могут быть заданы разные интервалы для ранжирования проектов по значению коэффициента эластичности

Источник: разработано автором.

Проведенный анализ показал, что в действующих отраслевых методиках для оценки выполнения программы используется подход, основанный на факторном анализе замене плановых показателей инвестиционной программы фактическими и расчете показателей эффективности. В зависимости от структуры инвестиционной программы могут использоваться показатели: в натуральном выражении, по финансированию, по затратам.

При реализации проектов с декарбонизационной составляющей возникает необходимость сравнения плановых и фактических значений показателей, которые бы учитывали декарбонизационные эффекты.

Предлагаемые показатели позволяют это сделать. Возможно сравнение плановой и фактической внутренней цены углерода, представляющей собой цену безубыточности для декарбонизационной части инвестиционных проектов. При этом необходимым является выполнение проверки: внутренняя цена углерода должна быть меньше или равна внешней, иначе декарбонизационный эффект отрицателен. Инвестиционный проект, имеющий отрицательный декарбонизационный эффект, может быть включен в инвестиционную программу, если общий экономический эффект от реализации проекта положителен ($mPI \geq 0$).

Учитывая средний срок реализации инвестиционных проектов нефтегазовых компаний: от 15 до 30 лет, важным является определение срока пересмотра (актуализации) закладываемой в проекты цены углерода. Критерием для его определения может стать понимание эластичности чистого дисконтированного дохода (в сценарии, закладываемом в инвестиционную программу) к цене углерода. Высокая эластичность дохода проекта по цене углерода ($E > 1$) говорит о необходимости более частого пересмотра проекта в течение его жизненного цикла.

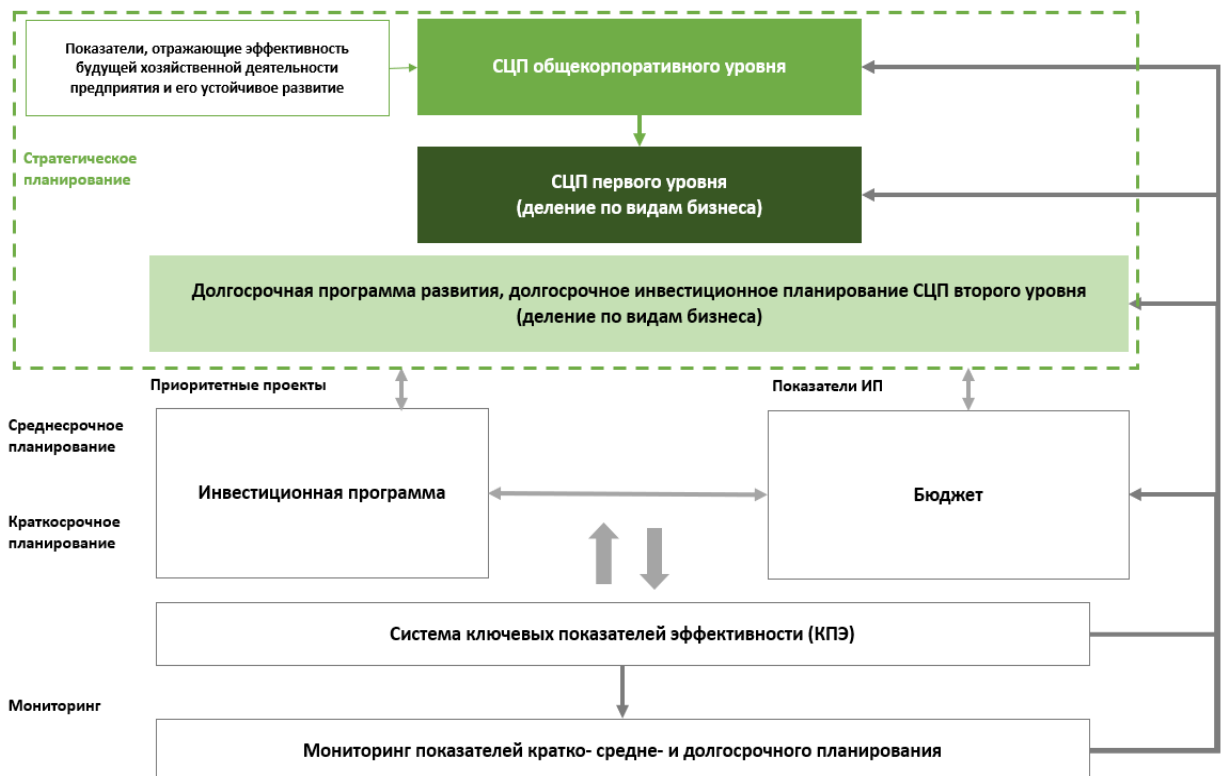
Длинный жизненный цикл проектов и важность учета декарбонизационных эффектов также влечет за собой трансформацию

долгосрочного инвестиционного планирования, являющегося частью стратегического планирования.

Большая часть нефтегазовых компаний в РФ являются публичными и среди заинтересованных сторон выделяют: акционеров, инвесторов, сотрудников, государство, поставщиков, потребителей, необходим интегральный показатель на стратегическом уровне, отражающий приращение стоимости компании за счет реализации инвестиционных проектов, нацеленных на снижение углеродного следа.

Стратегическое (долгосрочное) планирование носит итерационно-циклический характер и реализуется через бюджетирование, управление инвестициями и рисками.

Планирование в нефтегазовой компании схематично в общем виде можно представить, как показано на рисунке 37.



Источник: разработано автором [79].

Рисунок 37 - Планирование в нефтегазовой компании

В результате анализа системы стратегических показателей российских нефтегазовых компаний выявлено, что существующие показатели в области устойчивого развития относят к КПЭ 2-го уровня (цели по видам бизнеса и деятельности):

- снижение удельных выбросов парниковых газов в CO₂-эквиваленте, включая метан;
- удельный расход топливно-энергетических ресурсов на собственные технологические нужды и потери при транспортировке газа [79].

Использование данных показателей по отдельным видам бизнеса и бизнес-процессам (upstream, midstream, downstream) не формирует общего понимания об эффективности декарбонизации, с точки зрения реализуемого продуктового портфеля, при этом потребители продукции формируют спрос именно на низкоуглеродную продукцию (смотря на общий углеродный след компании по разным охватам на тонну товара) и готовы платить за нее дороже.

Так, существующих показателей недостаточно для оценки эффективности декарбонизации нефтегазовой компании и принятия решения об объеме инвестиций в технологии снижения углеродного следа. Необходимо дополнение СЦП общекорпоративного уровня (показатели, описывающие основные задачи по достижению стратегических целей) агрегированными показателями.

Таким образом, на основе проведенного исследования предложен верхнеуровневый порядок внедрения изменений в деятельность компании в связи с трансформацией инвестиционного планирования, представленный в виде дорожной карты с разбивкой на основные мероприятия и обозначением примерных сроков реализации каждого этапа как показано на рисунке 38. Наиболее длительным является внесение изменений в методику оценки эффективности инвестиционных проектов.

Дорожная карта	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Блок 1: Дополнение порядка планирования 1. Разрабатывается поручение о внесении дополнений в систему стратегических целевых показателей 2. Дополняется список СЦП общекорпоративного уровня расчетными показателями VA_p , ΔROA_{comp}																								
Блок 2: Внесение дополнений в методику оценки эффективности инвест. проектов 1. Разработка поручения о внесении дополнений в методику в рамках плана НИР/ деятельности ответственной структурной единицы 2. Внедряется дополнительный раздел, учитывающий затраты и эффекты, возникающие в результате декарбонизации 3. Проводится процедура согласования со структурными подразделениями, на деятельность которых влияют данные дополнения 4. Публикуется Приказ уполномоченным органом о внесении дополнений 5. Выпускается корпоративный документ																								
Блок 3: Инвестиционная программа (этапы жизненного цикла) 1. Вносятся дополнения в методику ранжирования инвестиционных проектов 2. Вносятся дополнения в модель оценки инвестиционных проектов. 3. Рассчитываются показатели, связанные с декарбонизационным эффектом, для текущих инвестиционных проектов. 4. Дополнение ИТ продуктов, связанных с инвестиционной программой, новыми показателями.																								

Источник: составлено автором.

Рисунок 38 – Порядок внедрения изменений в деятельность компании в связи с дополнением методики оценки эффективности инвестиционных проектов

В целом, для совершенствования механизма устойчивого развития требуется внесение комплексных изменений в следующие блоки.

«Блок 1: Дополнение порядка стратегического планирования в части долгосрочной инвестиционной деятельности.

Основным является дополнение списка СЦП общекорпоративного уровня предлагаемыми расчетными показателями VA_p , ΔROA_{comp}

Блок 2: Внедрение дополнений в методику оценки эффективности инвестиционных проектов.

Блок 3: Инвестиционная программа (этапы жизненного цикла)» [77-79].

Также в рамках обозначенных дополнений потребуются совершенствование организационно-экономического механизма компании, являющегося частью механизма устойчивого развития. В частности налаживание связей между подразделениями и функциями, обозначение ответственных структурных единиц.

Выводы к главе 3

В главе 3 изложены основные предлагаемые методические положения оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации, развивающие применяемые универсальные и внутрикорпоративные методики.

В первом параграфе были изложены основные методические подходы оценки эффективности инвестиционных проектов. В частности рассмотрены: принципы; принципиальная схема оценки проектов. Предложен адаптированный набор показателей эффективности (EMV, VA, mPI, ΔROA), включающий в себя метрики, позволяющие учесть цену углерода и влияющие на нее внешние факторы, а также оценить влияние инвестиционного проекта на эффективность будущей хозяйственной деятельности компании.

Во втором параграфе проведена апробация основных методических подходов на примере шести газовых и газоконденсатных месторождений с тремя опциями монетизации сырья и двумя вариантами реализации декарбонизационной части. Получено, что для выбранных для расчета месторождений реализация проекта с декарбонизационной составляющей (CCUS), при заданном ценовом сценарии, улучшает экономику проекта.

В завершение предложены интегральные показатели, позволяющие оценить эффективность декарбонизации на уровне компании, а также влияние реализации набора проекта с декарбонизационной составляющей на ее будущую хозяйственную деятельность. Также на концептуальном уровне прописан и представлен в виде дорожной карты порядок внедрения необходимых изменений в механизм устойчивого развития компании в связи с трансформацией планирования. Порядок позволяет определить основные шаги: дополнение стратегического планирования, внедрение дополнений в методику оценки эффективности инвестиционных проектов, изменение инвестиционного планирования, а также сроки внедрения решения.

Заключение

В ходе исследования поставленная цель – разработка методических и практических положений по совершенствованию оценки эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации достигнута.

В результате решения задач получены следующие результаты.

1) На основе анализа теоретических подходов и деятельности нефтегазовых компаний адаптированы определения «устойчивое развитие» и «механизм устойчивого развития». Устойчивое развитие нефтегазовой компании связано прежде всего с экологическим аспектом (декарбонизацией). Механизм устойчивого развития является способом имплементации устойчивого развития в компании и включает в себя основные элементы: факторы, влияющие на деятельность компании; методы и инструменты воздействия на бизнес-модель, включая планирование; бизнес-модель. Появление механизмов углеродного ценообразования приводит к формированию понятия цена углерода, являющегося экономическим стимулом снижения углеродного следа компании и производимой промышленной продукции. Трансформация бизнес-модели компании возможна только через планирование и реализацию соответствующих инвестиционных проектов.

2) Сформулирован подход к определению цены углерода и его дальнейшее использование при оценке эффективности инвестиционных проектов и эффективности хозяйственной деятельности предприятия в будущем. Предложено деление на внутреннюю и внешнюю цены. В основу данного подхода легли механизмы ценообразования «от рынка» и «к рынку». Выявлено, что для расчета экономической эффективности инвестиционных проектов в финансово-экономическую модель проекта в качестве бенчмарка целесообразно закладывать внешнюю цену углерода.

3) Анализ универсальных и корпоративных методик показал, что текущих положений недостаточно для учета цены углерода и декарбонизационных эффектов при оценке эффективности инвестиционных проектов. Так, в работе предложено дополнение следующих методических положений: принципов; набора показателей, учитывающих декарбонизационные эффекты и влияние внешних факторов (EMV , VA , mPI , ΔROA); классификации инвестиционных проектов (выделены проекты «с и без» декарбонизационной составляющей).

4) Предложена формализованная процедура выбора варианта реализации проекта с декарбонизационной составляющей, основанная на применении сформулированных ограничений к наборам показателей эффективности, соответствующим всем возможным вариантам реализации проекта. Проведена апробация на примере шести газовых и газоконденсатных месторождений с тремя опциями монетизации сырья и двумя вариантами реализации декарбонизационной части. В рассматриваемых расчетных кейсах месторождения всех рассматриваемых компаний вне зависимости от выбранного варианта монетизации являются чувствительными к введению углеродных платежей: введение платы на выбросы существенно ухудшает экономику проекта. При отсутствии учета данного фактора при оценке эффективности инвестиционного проекта может быть выбран потенциально убыточный вариант, что показано для варианта производства метанола на втором, третьем, пятом и шестом месторождениях. Предлагаемые показатели позволяют более точно оценить эффективность рассматриваемых инвестиционных проектов в нефтегазовых компаниях.

5) Разработан порядок интеграции полученных результатов в механизм устойчивого развития нефтегазовой компании: предложено внесение дополнений с методике оценки эффективности инвестиционных проектов, а также дополнение перечня СЦП предложенными интегральными показателями VA_p , ΔROA_{comp} . Проведена апробация расчета интегральных показателей на примере нефтегазовой компании. В завершение на

концептуальном уровне прописан и представлен в виде дорожной карты порядок внедрения необходимых изменений. Основными этапами являются: дополнение порядка стратегического планирования в части долгосрочной инвестиционной деятельности; внедрение дополнений в методику оценки эффективности инвестиционных проектов; адаптация инвестиционной программы (этапы жизненного цикла).

Таким образом, реализация предложенных подходов будет способствовать эффективной декарбонизации нефтегазовых компаний с сохранением её устойчивого развития.

Список литературы

1. Российская Федерация. Законы. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) : федеральный закон [принят Государственной Думой 19 июля 2000 года : одобрен Советом Федерации 26 июля 2000 года]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 13.03.2024).
2. Российская Федерация. Законы. О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации : федеральный закон [одобрен Советом Федерации 8 июля 2020 года]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/565285996> (дата обращения: 13.03.2024).
3. Российская Федерация. Законы. О защите и поощрении капиталовложений в Российской Федерации : федеральный закон [одобрен Советом Федерации 25 марта 2020 года]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564566808> (дата обращения: 13.03.2024).
4. Российская Федерация. Законы. Об ограничении выбросов парниковых газов [одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 года]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/ (дата обращения: 23.01.2023).
5. О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям [Постановление Правительства Российской Федерации от 14 марта 2022 года № 355]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/728477177> (дата обращения: 13.03.2024).
6. О налоге на имущество организаций : закон ЯНАО от 27.11.2003 № 56-ЗАО : [принят Государственной Думой Ямало-Ненецкого автономного

округа 26 ноября 2003 года]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/800112849> (дата обращения: 13.03.2024).

7. О Перечне организаций, осуществляющих реализацию приоритетных инвестиционных проектов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа : закон ЯНАО от 23.12.2011 № 151-ЗАО : [принят Законодательным Собранием Ямало-Ненецкого автономного округа 14 декабря 2011 года (редакция от 24.02.2022)]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/453114003> (дата обращения: 13.03.2024).

8. О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации : федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ : [одобрен Советом Федерации 2 марта 2022 года]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/728365862> (дата обращения: 13.03.2024).

9. О программе «Фабрика проектного финансирования» : Постановление Правительства Российской Федерации от 15.02.2018 № 158 : [утверждена постановлением Правительства Российской Федерации от 15 февраля 2018 года № 158]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/556523552> (дата обращения: 13.03.2024).

10. Российская Федерация. Законы. Об ограничении выбросов парниковых газов : федеральный закон [одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 года]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/607142402> (дата обращения: 13.03.2024).

11. Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка

представления отчета о реализации климатического проекта : [Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 11 мая 2022 года № 248]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/350517078> (дата обращения: 13.03.2024).

12. Об утверждении Методических рекомендаций по порядку оформления и подачи документов для участия в отборе инвестиционных проектов, планируемых к реализации на территории Дальнего Востока : [Приказ Минвостокразвития России от 16 января 2015 года № 2]. – Справочно-правовая система «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_177984/ (дата обращения: 13.03.2024).

13. Об утверждении Правил верификации результатов реализации климатических проектов : [Постановление Правительства Российской Федерации от 24 марта 2022 года № 455]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/350066706> (дата обращения: 13.03.2024).

14. Об утверждении Правил формирования и актуализации перечня видов технологий, признаваемых современными технологиями в целях заключения специальных инвестиционных контрактов : [Постановление Правительства Российской Федерации от 21 марта 2020 года № 319]. – Справочно-правовая система «Консорциум Кодекс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564509543> (дата обращения: 13.03.2024).

15. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_354840/feb387ba6cb412e94e5c4fd72de0228c1a68af25/ (дата обращения: 10.04.2024).

16. Об утверждении концепции развития водородной энергетики [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 05.08.2021 № 2162-р]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_392518/f62ee45faefd8e2a11d6d88941ac66824f848bc2/ (дата обращения: 13.03.2024).

17. Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р]. – Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/ (дата обращения: 10.02.2023).

Нормативные и научно-технические документы

18. ГОСТ Р 58771-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска. Технологии оценки риска : [утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 декабря 2019 г. № 1405-ст] // Справочно-правовая система «Гарант». – Текст : электронный. – URL: <https://base.garant.ru/73747568> (дата обращения: 22.08.2022).

19. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений [утверждена временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым 09.09.2009 № 01/07-99]. – Москва : ОАО «Газпром», 2009. – 95 с. – Тираж отсутствует. – ISBN отсутствует.

20. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : [утверждены Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации]. – Москва : ОАО «Газпром», 2009. – 95 с. – Тираж отсутствует. – ISBN отсутствует.

Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21.06.1999 № ВК477] // Консорциум Кодекс : электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005634> (дата обращения: 13.03.2024).

21. Регламент по формированию и реализации Инвестиционных программ ОАО «Газпром» [утвержден Председателем Правления А.Б. Миллером 24 ноября 2008 года № 01-105]. – Москва : ОАО «Газпром», 2008. – 38 с. – ISBN отсутствует.

22. Регламент по формированию и реализации Инвестиционных программ ПАО «Газпром» [утвержден приказом Председателя Правления ПАО «Газпром» от 12.11.2015 № 661 (редакция от 10 ноября 2016 года)]. – Санкт-Петербург, 2015. – 52 с. – ISBN отсутствует.

23. Порядок планирования в ПАО «Газпром» с использованием стратегических целевых показателей (Группа Газпром) [утвержден Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 24 сентября 2020 года № 42]. – Санкт-Петербург, 2020. – 67 с. – ISBN отсутствует.

Книги, авторефераты, диссертации

24. Аналитическое обоснование конкурентно-способных бизнес-моделей : учебное пособие / В.И. Бариленко, В.В. Бердников, О.Ю. Гавель [и др.] ; под общей редакцией В.И. Бариленко ; Федеральное государственное образовательное бюджетное учреждение высшего образования «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации». – Москва : Ru-science com, 2017. – 307 с. – ISBN 978-5-4365-0971-6.

25. Белова, М.А. Системный анализ сравнительной конкурентоспособности поставок российской нефти на международные рынки : специальность 08.00.14 Мировая экономика : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Белова Мария

Андреевна ; Совет по изучению произв. сил (СОПС) – Москва, 2006. – 28 с. – Библиогр.: с. 25-26. – Место защиты : Государственное научно-исследовательское учреждение «Совет по изучению производительных сил» Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации и Российской академии наук.

26. Борлакова, А.К. Моделирование эколого-экономической оценки инвестиционных проектов : специальность 08.00.13 «Математические и инструментальные методы экономики» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Борлакова Асият Казимовна – Москва, 2014. - 26 с. – Библиогр.: с. 26-27. – Место защиты : Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации.

27. Бочков, А.В. Методология обеспечения безопасности функционирования и устойчивости Единой системы газоснабжения в чрезвычайных ситуациях : специальность 05.26.02 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях (по отраслям)» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Бочков Александр Владимирович. - Москва, 2019. – 49 с. – Библиогр.: с. 47-49. – Место защиты : ООО Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ.

28. Дегтярев, П.А. Совершенствование бизнес-процессов промышленных предприятий на основе принципов устойчивого развития (ESG): специальность 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика: экономика промышленности : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Дегтярев Павел Андреевич. – Ростов-на-Дону, 2023. – 26 с. – Библиогр.: с. 25-26. – Место защиты : Сочинский институт (филиал) ФГБОУ ВО «Российский университет дружбы народов».

29. Кондратенко, Н.С. Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа : монография / Н.С. Кондратенко. – Москва : ИД Научная библиотека, 2021. – 290 с. – 500 экз. – ISBN 978-5-907242-84-5.

30. Улина, С.Л. Модель управления эффективностью предприятия энергетического комплекса : монография / С.Л. Улина, Е.Н. Хлебников. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – 142 с. – 500 экз. – ISBN 978-5-7638-3132-0.

31. Шаркова, А.В. Развитие предпринимательства: инновации, технологии, инвестиции / А.В. Шаркова, И.Н. Шапкин, Л.А. Чалдаева [и др.]. – 4-е издание. – Москва : Дашков и К, 2023. – 352 с. – ISBN 978-5-394-05256-9.

32. Osterwalder, A. Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers / A. Osterwalder, Y. Pigneur // Hoboken, NJ : John Wiley & Sons, 2010. – 288 с. – ISBN 978-0470876411.

Статьи

33. Абдикеев, Н.М. Анализ зарубежного опыта использования инвестиционных моделей промышленной политики для обеспечения устойчивого развития / Н.М. Абдикеев, О.М. Абросимова // Modern Economy Success. – 2023. – № 6. – С. 298-304. – ISSN 2500-3747.

34. Абдикеев, Н.М. Оценка готовности российских промышленных предприятий к цифровой интеграции в новых экономических условиях / Н.М. Абдикеев, О.В. Кожевина // Мир новой экономики. – 2022. – № 4. Том 16. – С. 45-53. – ISSN 2220-7872.

35. Абдикеев, Н.М. Формирование цепочек воспроизводства добавленной стоимости в промышленности на основе бизнес-аудита / Н.М. Абдикеев, Е.Б. Тютюкина, Ю.С. Богачев // Экономика. Налоги. Право. – 2019. – № 3. Том 12. – С. 68-76. – ISSN 2619-1474.

36. Аксютин, О.Е. Потенциал метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике / О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, К.В. Романов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № S1 (750). – С. 82-85. – ISSN 0016-5581.

37. Аксютин, О.Е. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики. / О.Е. Аксютин // Энергетическая политика. – 2021. – № 3 (157). – С. 6-19. – ISSN 2409-5516.
38. Алёшин, Л.Н. Трансформация источников финансирования инвестиций в основной капитал: теоретический подход к определению / Л.Н. Алёшин. – Москва : Наука и Просвещение, 2016. – С. 53-57. – ISBN 978-5-9908882-0-3.
39. Анисимов, Ю.П. Организационно-экономический механизм повышения эффективности организации производства на предприятии / Ю.П. Анисимов, С.М. Старостин // Экономинфо. – 2019. – № 2-3. – С. 36-39. – ISSN 1819-6330.
40. Башмаков, И.А. Углеродное регулирование в ЕС и российский сырьевой экспорт / И.А. Башмаков // Вопросы экономики. – 2022. – № 1. – С. 90-109. – ISSN 0042-8736.
41. Белик, И.С. Методический аспект оценки регионального объема квот и стоимости углерода / И.С. Белик, Н.Л. Никулина, Н.В. Стародубец // Финансовый бизнес. – 2023. – № 9 (243). – С. 10-15. – ISSN 0869-8589.
42. Бердиева, А. Основы устойчивого развития и ее значение в развитии общества / А. Бердиева, О. Ишанов, Ч. Мырадова // Академическая публицистика. – 2023. – № 3-2. – С. 57-59. – ISSN 2541-8076.
43. Бобошко, В.И. Анализ рентабельности активов предприятия как инструмента обеспечения экономической безопасности хозяйствующего субъекта / В.И. Бобошко // Вестник Московского университета МВД России. – 2021. – № 3. – С. 328-334. – ISSN 2073-0454.
44. Богачев, Ю.С. Основные направления и механизмы цифровизации промышленности РФ / Ю.С. Богачев, П.В. Трифионов, Н.М. Абдикеев // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2022. – № 2. Том 4. – С. 151-159. – ISSN 2618-947X.
45. Борлакова, А.К. Методология эколого-экономической оценки инвестиционного проекта с использованием элементов теории нечетких

множеств / А.К. Борлакова // Экономические науки. – 2014. – № 4 (113). – С. 121-129. – ISSN 2072-084X.

46. Брундтланд, Г.Х. Наше общее будущее: доклад Комиссии ООН по окружающей среде и развитию 1987 / Г.Х. Брундтланд. – Москва : Прогресс, 1988. – С. 15-17. – 65 с. – ISBN 5010017474.

47. Буквич, Р.М. Рыночные механизмы сокращения выбросов парниковых газов, активности и перспективы России / Р.М. Буквич // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 9 (52). – С. 23-38. – ISSN 2227-9407.

48. Булыга, Р.П. Модель индекса ESG-транспарентности корпоративной отчетности / Р.П. Булыга, М.В. Мельник, И.В. Сафонова, В.Б. Гисин // Вестник МГИМО Университета. – 2023. – № 3. Том 16. – С. 56-80. – ISSN 2071-8160.

49. Булыга, Р.П. Проблемы финансовых измерений экологических и социальных факторов в публичной отчетности компаний / Р.П. Булыга, М.В. Мельник, И.В. Сафонова // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. – 2022. – № 3 (74). Том 15. – С. 202-218. – ISSN 2071-2243.

50. Гаврилин, Е.В. Критерии эффективности долгосрочных программ развития производства / Е.В. Гаврилин // Экономика. Налоги. Право. – 2017. – № 5. Том 10. – С. 6-11. – ISSN 1999-849X.

51. Гаврилин, Е.В. Направления и способы управления процессом сокращения объектов незавершенного строительства в промышленности / Е.В. Гаврилин, А.Е. Гаврилин // Управленческие науки. – 2022. – № 1. Том 12. – С. 56-65. – ISSN 2304-022X.

52. Гизатуллина, Е.Н. Организационно-экономический механизм функционирования предприятий АПК / Е.Н. Гизатуллина, О.А. Сизоненко // Экономика и парадигма нового времени. – 2021. – № 1 (16). – С. 5-11. – ISSN 2587-5981.

53. Гизатуллина, Е.Н. Организационно-экономический механизм функционирования предприятий АПК / Е.Н. Гизатуллина, О.А. Сизоненко //

Экономика и парадигма нового времени. – 2021. – № 1 (16). – С. 5-11. – ISSN 2587-5981.

54. Григорова, О.Н. Формирование программы устойчивого развития предприятия при инновационной деятельности / О.Н. Григорова // Конкурентоспособность. Инновации. Финансы. – 2014. – № 1 (11). – С. 77-82. – ISSN 2076-8044.

55. Дегтярев, П.А. Тенденции устойчивого развития отечественных компаний металлургической отрасли / П.А. Дегтярев // Journal of Economic Regulation (Вопросы регулирования экономики). – 2022. – № 1. Том 13. – С. 88-99. – ISSN 2078-5429.

56. Донцова, О.И. Цифровая трансформация промышленности: оценка зрелости организаций / О.И. Донцова, Н.М. Абдикеев, С.Р. Бекулова // Проблемы экономики и юридической практики. – 2022. – № 5. Том 18. – С. 216-221. – ISSN 2541-8025.

57. Евтушенко, А.С. Особенности рисков и методы их снижения в инновационно-инвестиционных проектах / А.С. Евтушенко // Цифровая трансформация учетно-контрольных и аналитических процессов бизнеса : материалы научно-исследовательской работы преподавателей и студентов Финансового университета при Правительстве Российской Федерации : XII Международная научно-практическая конференция (Москва, 10-12 декабря 2020 г.). – Москва : ООО «Издательство «Спутник +», 2021. – С. 5-7. – 126 с. – ISBN 978-5-9973-5902-7.

58. Зотов, В.М. Новые технологии управления финансированием инноваций в промышленности / В.М. Зотов, Н.М. Абдикеев // Финансы: теория и практика. – 2021. – № 6. Том 25. – С. 112-127. – ISSN 2587-5671.

59. Капранова, Л.Д. Имплементации инвестиционных инструментов и моделей, используемых при реализации промышленной политики за рубежом, в российской практике / Л.Д. Капранова, Н.М. Абдикеев // Проблемы экономики и юридической практики. – 2023. – № 5. Том 19 – С. 122-130. – ISSN 2541-8025.

60. Кузнецов, Н.В. Оценка деятельности российских государственных корпораций с позиции ESG-подхода / Н.В. Кузнецов, Н.Е. Котова // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2021. – № 11-2. – С. 231-236. – ISSN 1818-4057.

61. Кузнецова, И.А. К проблеме развития организационно-экономического механизма агропромышленного комплекса / И.А. Кузнецова, А.С. Чагина, Е.И. Тихонов [и др.] // Актуальные исследования. – 2021. – № 44 (71). – С. 19-27. – ISSN 2713-1513.

62. Курносова, Т.И. Отечественный и зарубежный опыт использования ESG-принципов в разработке стратегии развития нефтегазового бизнеса / Т.И. Курносова // Экономика, предпринимательство и право. – 2022. – № 1. Том 12. – С. 387-410. – ISSN 2222-534X.

63. Лавренко, В.Д. Повышение эффективности инвестиционного проекта / В.Д. Лавренко // Вестник университета. – 2014. – № 9. – С. 130-133. – ISSN 1816-4277.

64. Лосева, О.В. Модели интегрированной оценки инвестиционных проектов для различных субъектов экономики / О.В. Лосева, М.А. Федотова // Проблемы экономики и юридической практики. – 2019. – № 5. Том 15. – С. 11-17. – ISSN 2541-8025.

65. Лосева, О.В. Нематериальные активы как фактор, влияющий на капитализацию и инвестиционную привлекательность топливно-энергетических компаний / О.В. Лосева // Вопросы управления. – 2019. – № 2 (38). – С. 189-199. – ISSN 2304-3369.

66. Мельник, М.В. ESG-контроль экономических субъектов / М.В. Мельник, М.Т. Велиханов // Научно-практический, теоретический журнал «Экономика и управление: проблемы, решения». – 2023. – № 5 (137). Том 3 – С. 72-79. – ISSN 2227-3891.

67. Мельник, М.В. Загадки устойчивого развития в инновационной экономике / М.В. Мельник // Инновационное развитие экономики. – 2020. – № 3 (57). – С. 33-41. – ISSN 2223-7984.

68. Мельник, М.В. Корпоративная социальная ответственность как инструмент достижения устойчивого развития / М.В. Мельник, М.Т. Велиханов // Инновационное развитие экономики. – 2022. – № 5 (71). – С. 95-102. – ISSN 2223-7984.

69. Мохначев, С.А. Анализ основных подходов к определению понятия инвестиционного проекта и методов его оценки / С.А. Мохначев, О.Л. Симченко, И.А. Третьяков [и др.] // Социально-экономическое управление: теория и практика. – 2020. – № 2 (41). – С. 61-65. – ISSN 1813-7946.

70. Назифуллина, Г.И. Налоговое стимулирование инвестиционной деятельности для повышения экономической безопасности / Г.И. Назифуллина, С.Н. Пащенко, Н.И. Пащенко // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2018. – № 6. – С. 136-139. – ISSN 1818-4057.

71. Никитенко, С.М. Апгрейд бизнес-моделей добывающих компаний в условиях Индустрии 4.0. и энергоперехода / С.М. Никитенко, Е.В. Гоосен // Экономика и управление инновациями. – 2021. – № 4 (19). – С. 27-38. – ISSN 2587-5574.

72. Оболенская, Л.В. Локомотивы роста российской промышленности в новых реалиях / Л.В. Оболенская, Н.М. Абдикеев, О.М. Абросимова // Мир новой экономики. – 2023. – № 4. Том 17 – С. 98-108. – ISSN 2220-6469.

73. Паштова, Л.Г. Устойчивое развитие энергетических компаний России: ESG-принципы / Л.Г. Паштова, М.Г. Катяева, И.А. Корзун // Финансы и кредит. – 2023. – № 2 (830). Том 29. – С. 290-314. – ISSN 2071-4688.

74. Погодина, Т.В. Оценка и направления развития инновационной деятельности промышленных компаний России / Т.В. Погодина, Н.М. Абдикеев, Ю.С. Богачев // Инновационное развитие экономики. – 2018. – № 6-1 (48). – С. 45-50. – ISSN 2223-7984.

75. Политова, Р.В. Факторы устойчивого развития организации и их классификация для применения в бизнес-моделях / Р.В. Политова // Экономические механизмы стратегического управления развитием

промышленности : сборник научных трудов Международного научно-технического симпозиума III Международного Косыгинского Форума «Современные задачи инженерных наук» (Москва, 20-21 октября 2021 г.). – Москва : Российский государственный университет имени А.Н. Косыгина, 2021. – Том 1. – С. 31-38. – 138 с. – ISBN 978-5-00181-158-9.

76. Попова, Е.А. Выбор бизнес-модели производства водорода на основе ранжирования отраслей-потребителей / Е.А. Попова // Самоуправление. – 2022. – № 3 (131). – С. 85-89. – ISSN 2221-8173.

77. Попова, Е.А. Инвестиционные проекты нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации: оценка и инструменты повышения экономической эффективности / Е.А. Попова // Бизнес. Образование. Право. – 2023. – № 4 (65). – С. 134-140. – ISSN 1990-536X.

78. Попова, Е.А. Обоснование методов выбора инвестиционных решений нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации / Е.А. Попова // Научный журнал «Экономические системы». – 2024. – № 1 (64). Том 17. – С. 132-140. – ISSN 2309-2076.

79. Попова, Е.А. Трансформация инвестиционного планирования нефтегазовой компании при реализации проектов в условиях декарбонизации / Е.А. Попова // Инновации и инвестиции. – 2024. – № 2. – С. 40-44. – ISSN 2307-180X.

80. Попова, Е.А. Цена углерода и ее влияние на инвестиционные проекты промышленных нефтегазовых компаний / Е.А. Попова // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 10. – С. 52-55. – ISSN 2307-180X.

81. Пухальский, А.Н. Формирование механизма устойчивого развития предприятия / А.Н. Пухальский, К.П. Корсунь, О.В. Черданцева // Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Социально-экономические науки. – 2012. – № 1. Том 12. – С. 26-39. – ISSN 2542-0429.

82. Романовская, Е.В. Содержание механизма устойчивого развития промышленного предприятия / Е.В. Романовская, Е.П. Козлова // Вестник

Нижегородского университета имени Н.И. Лобачевского. Серия: Социальные науки. – 2018. – № 2 (50). – С. 25-30. – ISSN 1811-5942.

83. Ряховская, А.Н. Приоритетные направления совершенствования института банкротства в целях обеспечения устойчивого развития бизнеса / А.Н. Ряховская // Вестник Московского университета. Серия 21: Управление (государство и общество). – 2023. – № 1. – С. 77-92. – ISSN 2073-2643.

84. Слабинская, И.А. Современная интерпретация финансовой устойчивости организации / И.А. Слабинская // Вестник Белгородского государственного технологического университета имени В.Г. Шухова. – 2015. – № 6. – С. 253-256. – ISSN 2071-7318.

85. Сооляттэ, А.Ю. Бизнес-модель – ключ к развитию бизнеса на основе инноваций / А.Ю. Сооляттэ // Менеджмент инноваций. – 2010. – № 1. – С. 6-15. – ISSN 2077-1924.

86. Теленков, Е.Е. Управление технико-производственными рисками компании как основа обеспечения промышленной безопасности (на примере Норильского никеля) / Е.Е. Теленков, В.М. Смирнов // Гражданская оборона на страже мира и безопасности : материалы III Международной научно-практической конференции, посвященной Всемирному дню гражданской обороны (Москва, 01 марта 2019 г.). : в 3 частях. Часть III. – Москва : Академия Государственной противопожарной службы Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. – С. 209-219. – ISBN 978-5-9229-0172-7.

87. Трачук, А.В. Инновационная деятельность промышленных компаний: измерение и оценка эффективности / А.В. Трачук, Н.В. Линдер // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2019. – № 2. Том 10. – С. 108-121. – ISSN 2618-947X.

88. Шарипова, С.Р. Понятие и структура организационно-экономического механизма предприятия / С.Р. Шарипова // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 5 (106). – С. 774-779. – ISSN 1999-2300.

89. Cherepovitsyn, A. Sustainable Development of Oil and Gas Resources: A System of Environmental, Socio-Economic, and Innovation Indicators / A. Cherepovitsyn, E. Rutenko, V. Solovyova // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – № 11. Том 9. – P. 1307. – ISSN 2077-1312.
90. Ponomarenko, T. Developing Corporate Sustainability Assessment Methods for Oil and Gas Companies / T. Ponomarenko, O. Marinina, M. Nevskaya, K. Kuryakova // Economies. – 2021. – № 2. Volume 9. – P. 58. – ISSN 2227-7099.
91. Trinks, A. External Carbon Costs and Internal Carbon Pricing / A. Trinks, M. Mulder, B. Scholtens // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2022. – № 168 – P. 1-12. – ISSN 1364-0321.
92. Yan, Z. Sustainable Development Technologies Research Issue of the Modern Fuel-Energy Industry : International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) / Z. Yan. – Moscow, Russian Federation, 2024. – P. 2-5 – 82 p. – ISBN 979-8-3503-8289-1.
93. Yang, Y. Comparison of Hydrogen Specification in National Standards for China / Y. Yang, G. Wang, L. Zhang [et al.] // E3S Web of Conferences. ICAEER. – 2019. – № 118. – P. 1-5. – ISSN 2267-1242.

Электронные ресурсы

94. Годовое Общее собрание акционеров ПАО «Газпром» : официальный сайт. – Санкт-Петербург. – Обновляется в течение суток. - <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 01.07.2024). – Текст : электронный.
95. Газпром нефть построит на Омском НПЗ установку по производству водорода. // ПАО «Газпром нефть» : сайт. – Санкт-Петербург, 2017. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-postroit-na-omskom-npz-ustanovku-po-proizvodstvu-vodoroda/> (дата обращения: 07.07.2023).
96. Декарбонизация стальной отрасли: вызов на ближайшие десятилетия. Отчет ООО «ГМК-Центр» / GMK Center : [сайт]. – Москва, 2024.

– Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://gmk.center/analitics/dekarbonizaciya-stalnoj-otrasli-vyzov-na-blizhajshie-desyatiletija/> (дата обращения: 03.02.2021).

97. Как российская нефтянка подготовилась к новой безуглеродной реальности. Спецпроект / Деловой журнал «Neftegaz.RU» : [сайт]. - Москва, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://decarbonization.neftegaz.ru/> (дата обращения: 19.04.2022).

98. Климатические риски в меняющихся экономических условиях / Банк России : официальный сайт. – Москва, 2022. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.cbr.ru/Content/Document/File/143643.pdf> (дата обращения: 03.04.2022).

99. Клубков, С. CCUS : Монетизация выбросов CO₂ / С. Клубков, К. Емельянов, Н. Зотов / Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса : [сайт]. – Ханты-Мансийск, 2021. – Текст электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://vygon.consulting/products/issue-1911> (дата обращения: 01.04.2022).

100. Комплексная программа развития отрасли низкоуглеродной водородной энергетики в Российской Федерации и оценка системных эффектов для экономики от ее реализации / Министерство энергетики Российской Федерации : [сайт]. – Москва, 2022. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 03.02.2022).

101. Концепция развития водородной энергетики / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Москва. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <http://government.ru/news/42971/> (дата обращения: 03.02.2022).

102. Минпромторг России: Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака / Минпромторг России : официальный сайт. – Москва. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://minpromtorg.gov.ru/press-centre/news/#!atlas> (дата обращения: 08.07.2023).

103. Национальная зеленая методология и особенности ее применения / ВЭБ.РФ : [сайт]. – Москва, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://veb.ru/files/?file=12a960afd2a81d80890b3511f3a9d18e.pdf> (дата обращения: 13.09.2023).

104. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2019 гг. / ФГБУ «Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля» : [сайт]. – 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://unfccc.int/documents/273477> (дата обращения: 13.09.2023).

105. ПАО «ГК РБК» : официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://www.rbc.ru/> (дата обращения: 10.10.2023). – Текст : электронный.

106. ПАО «Роснефть» : официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://www.rosneft.ru/> (дата обращения: 09.08.2022). – Текст : электронный.

107. Российское энергетическое агентство Минэнерго России : официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <http://rosenergo.gov.ru> (дата обращения: 11.08.2023). – Текст : электронный.

108. Состав основных технологических установок и перспективы модернизации нефтеперерабатывающих предприятий российской федерации / RefinitivEikon : [сайт]. – Stockholm, 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://eikon.refinitiv.com/> (дата обращения: 07.02.2024).

109. Федеральная служба государственной статистики : официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://rosstat.gov.ru/transport> (дата обращения: 13.09.2023). – Текст : электронный.

110. Чистый водород / ООО «Газпром нефтехим Салават» : [сайт]. – Санкт-Петербург, 2017. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL:

<https://salavat-neftekhim.gazprom.ru/press/news/2017/10/53/> (дата обращения: 09.07.2022).

111. Энергетический переход. Программа развития Организации Объединённых Наций / United Nations Development Programme : [сайт]. – Нью-Йорк, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.undp.org> (дата обращения: 09.03.2023).

112. Airbus : официальный сайт. – Обновляется в течение суток. – Бланьяк, 2024. – URL: <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe> (дата обращения: 09.03.2023). – Текст : электронный.

113. American Institute of Chemical Engineers : официальный сайт. – Обновляется в течение суток. – Нью-Йорк, 2024. – URL : <https://www.aiche.org/> (дата обращения: 09.03.2023). – Текст : электронный.

114. BP : официальный сайт. – Обновляется в течение суток. – Лондон, 2021. – URL: <https://www.bp.com/> (дата обращения: 08.10.2022). – Текст : электронный.

115. Cambridge Institute for Sustainability Leadership : официальный сайт. – Cambridge. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://www.cisl.cam.ac.uk/> (дата обращения: 02.02.2023). – Текст : электронный.

116. Carbon capture and storage database / National Energy Technology Laboratory : [сайт]. – Pittsburgh, Pennsylvania, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/worldwide-ccs-database> (дата обращения: 01.04.2022).

117. CO2 Emissions in 2022 / IEA : [сайт]. – Paris, 2023. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022> (дата обращения: 07.09.2023).

118. COM/2021/804 final - Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen / An official website of the European Union : [сайт]. – Brussels, 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN (дата обращения: 10.11.2022).

119. Corporate sustainability and reporting for competitive business // GRI : [сайт]. – Amsterdam, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.globalreporting.org/public-policy-partnerships/strategic-partnership-programs/corporate-sustainability-and-reporting-for-competitive-business/> (дата обращения: 12.02.2022).

120. Kearns, D. Technology readiness and costs of CCS / D. Kearns / Global CCS Institute : [сайт]. - Melbourne, 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/> (дата обращения: 01.04.2022).

121. Energy Outlook downloads and archive : официальный сайт. – обновляется в течение суток. – London, 2023. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics.html> (дата обращения: 01.07.2024). – Текст : электронный.

122. EUlaw / EUR-Lex: An official website of the European Union. – Brussels, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html> (дата обращения: 10.12.2022).

123. European Hydrogen Week: An interview with FCH JU's Bart Biebuyck / H2 View : [сайт]. - Truro, United Kingdom, 2020. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.h2-view.com/story/european-hydrogen-week-an-interview-with-fch-jus-bart-biebuyck/> (дата обращения: 05.06.2021).

124. Exxon Mobil Annual Report / Exxon Mobil : [сайт]. – Irving, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://corporate.exxonmobil.com/> (дата обращения: 06.07.2022).

125. Global CCS Institute : официальный сайт. – 2022. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/> (дата обращения: 01.07.2024). – Текст : электронный.

126. Hy24 : официальный сайт. – Paris. – URL: <https://www.hy24partners.com/> (дата обращения: 06.07.2022). – Текст : электронный.

127. IEA Global Hydrogen Review / International Energy Agency : [сайт]. – Paris, 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> (дата обращения: 06.07.2022).

128. Internal Carbon pricing / CDP Worldwide : [сайт]. – England, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/reports/documents/000/006/374/original/ICP_White_paper_Final_%281%29.pdf?1653572442 (дата обращения: 10.10.2023).

129. Ramstein, C. State and trends of carbon pricing / C. Ramstein / World Bank : [сайт]. – Washington, 2019. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/191801559846379845/pdf/State-and-Trends-of-Carbon-Pricing-2019.pdf> (дата обращения: 03.04.2021).

130. Refinitiv Eikon: официальный сайт. – Обновляется в течение суток. – Нью-Йорк, 2024. – URL: <https://eikon.refinitiv.com/> (дата обращения: 08.05.2024). – Текст : электронный.

131. Russian ammonia and methanol market outlook / Gazprombank : [сайт]. – Moscow, 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: www.gazprombank.ru/ (дата обращения: 03.05.2021).

132. S&P Global Commodities Insight / S&P : [сайт]. – New York City, 2024. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.spglobal.com/> (дата обращения: 06.04.2023).

133. The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities / IEA : [сайт]. – Paris, 2019. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL : <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (дата обращения: 06.04.2023).

134. Total Energies : [сайт]. – Paris, 2024. – URL: <https://totalenergies.com/> (дата обращения: 07.07.2023). – Текст : электронный.

135. Voestalpine : официальный сайт. – Linz, Austria, 2024. – URL: <https://www.voestalpine.com/group/ru/> (дата обращения: 07.07.2023). – Текст : электронный.

136. World Energy Outlook 2023 / IEA : [сайт]. – Paris, 2023. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (дата обращения: 01.07.2024).

Приложение А
(информационное)

Моделирование цены углерода

Таблица А.1 – Низкий сценарий стоимости тонны CO₂-эквивалента на EU ETS

Год	Цена, долл./т CO ₂ -экв.	Предложение (аукционные квоты), тыс. т	Спрос, претендующий на аукционные квоты, тыс. т
2008 г.	20	44	163
2009 г.	17	71	-93
2010 г.	14	81	-58
2011 г.	15	105	-114
2012 г.	20	166	-184
2013 г.	25	1033	1050
2014 г.	28	612	872
2015 г.	28	649	941
2016 г.	24	721	920
2017 г.	45	957	955
2018 г.	48	906	918
2019 г.	43	674	771
2020 г.	50	727	587
2021 г.	54	565	741
2022 г.	81	527	817
2023 г.	88	543	809
2024 г.	74	396	500
2025 г.	89	396	500
2026 г.	84	269	510
2027 г.	94	231	556
2028 г.	106	216	510
2029 г.	137	228	574
2030 г.	204	287	669

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [132].

Таблица А.2 – Высокий сценарий стоимости тонны CO₂-эквивалента на EU ETS

Год	Цена, долл./т CO ₂ - экв.	Предложение (аукционные квоты), тыс. т	Спрос, претендующий на аукционные квоты, тыс. т
2008 г.	20	44	163
2009 г.	17	71	-93
2010 г.	14	81	-58
2011 г.	15	105	-114
2012 г.	20	166	-184
2013 г.	25	1033	1050
2014 г.	28	612	872
2015 г.	28	649	941
2016 г.	24	721	920
2017 г.	45	957	955
2018 г.	48	906	918
2019 г.	43	674	771
2020 г.	50	727	587
2021 г.	54	565	741
2022 г.	81	527	817
2023 г.	88	540	815
2024 г.	105	533	812
2025 г.	104	396	810
2026 г.	98	269	836
2027 г.	106	231	833
2028 г.	122	216	831
2029 г.	159	228	951
2030 г.	236	287	1087

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [132].

Приложение Б
(информационное)

Пример расчета эффектов от декарбонизации

Таблица Б.1 - Пример расчета для месторождения № 2 при наличии декарбонизации и цене углерода в соответствии со сценариями

Наименование	ЕИ	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Добыча УВС	млн м ³	5418	5418	5418	5418	5418	5418	4931	2300
Газ в трубу	млн м ³	5418	5418	5418	3214	3214	3214	2727	96
Цена реализации газа	руб./тыс. м ³	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900
Выручка от реализации газа	млн руб.	15713	15713	15713	9321	9321	9321	7908	278
Объемы реализации метанола	тыс. т	0	0	0	2004	2004	2004	2004	2004
Цена реализации метанола	руб./т	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000
Выручка от реализации метанола	млн руб.	0	0	0	64121	64121	64121	64121	64121
Углеродный след upstream+midstream	тыс. т CO ₂ -экв.	1625	1625	1625	2685	2685	2685	2539	1750
Декарбонизационный доход	млн руб.	4226	4226	4226	6982	6982	6982	6602	4550
Капитальные вложения (Upstream+Midstream), в том числе:	млн руб.	47337	112054	112054	35021	29400	0	0	0
CCUS	млн руб.	11501	11501	11501	11501	0	0	0	0

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОРЕХ	млн руб.	0	0	0	0	2153	12450	11190	15364
Налоги	млн руб.	0	0	0	0	0	3466	2191	6725
Углеродные платежи	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	млн руб.	9063	9063	9063	9063	9063	9063	9063	9063
Дисконтированный денежный поток операционная и инвестиционная деятельность	млн руб.	-34764	-87700	-79727	20826	17140	15750	9691	2849
NPV	млн руб.	48588	—						
mPI/ mPIdec	ед.	0,107	—						
ROA (средний)	ед.	0,16	—						

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [125].

Таблица Б.2 - Пример расчета для месторождения № 2 при отсутствии декарбонизации и цене углерода в соответствии со сценариями

Наименование	ЕИ	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Добыча УВС	млн м ³	5418	5418	5418	5418	5418	5418	4931	2300
Газ в трубу	млн м ³	5418	5418	5418	3214	3214	3214	2727	96
Цена реализации газа	руб./тыс. м ³	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900
Выручка от реализации газа	млн руб.	15713	15713	15713	9321	9321	9321	7908	278
Объемы реализации метанола	тыс. т	0	0	0	2004	2004	2004	2004	2004
Цена реализации метанола	руб./т	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000
Выручка от реализации метанола	млн руб.	0	0	0	64121	64121	64121	64121	64121
Углеродный след upstream+midstream	тыс. т CO ₂ -экв.	1625	1625	1625	2685	2685	2685	2539	1750
Декарбонизационный доход	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
Капитальные вложения (Usptream+Midstream), в том числе:	млн руб.	35837	100554	100554	23520	29400	0	0	0
CCUS	млн руб.	11501	11501	11501	11501	0	0	0	0
OPEX	млн руб.	0	0	0	0	2153	12450	11190	15364
Налоги	млн руб.	0	0	0	0	0	3466	2191	6725
Углеродные платежи	млн руб.	8664	8664	8664	14314	14314	14314	13535	9328

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация	млн руб.	7913	7913	7913	7913	7913	7913	7913	7913
Дисконтированный денежный поток операционная и инвестиционная деятельность	млн руб.	-34992	-87907	-79015	15872	9272	10864	6833	2113
NPV	млн руб.	-40111	—						
mPI/ mPIdec	ед.	-0,101	—						
ROA (средний)	ед.	0,13	—						

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [125].

Таблица Б.3 - Пример расчета для месторождения № 2 с учетом декарбонизации при цене углерода 10 долларов за тонну CO₂-эквивалента

Наименование	ЕИ	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Добыча УВС	млн м ³	5418	5418	5418	5418	5418	5418	4931	2300
Газ в трубу	млн м ³	5418	5418	5418	3214	3214	3214	2727	96
Цена реализации газа	руб./тыс. м ³	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900
Выручка от реализации газа	млн руб.	15713	15713	15713	9321	9321	9321	7908	278
Объемы реализации метанола	тыс. т	0	0	0	2004	2004	2004	2004	2004
Цена реализации метанола	руб./т	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000
Выручка от реализации метанола	млн руб.	0	0	0	64121	64121	64121	64121	64121
Углеродный след upstream+midstream	тыс. т CO ₂ -экв.	1625	1625	1625	2685	2685	2685	2539	1750
Декарбонизационный доход	млн руб.	650	650	650	1074	1074	1074	1016	700
Капитальные вложения (Usptream+Midstream), в том числе:	млн руб.	47337	112054	112054	35021	29400	0	0	0
CCUS	млн руб.	11501	11501	11501	11501	0	0	0	0
OPEX	млн руб.	0	0	0	0	2153	12450	11190	15364
Налоги	млн руб.	0	0	0	0	0	3466	2191	6725
Углеродные платежи	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация	млн руб.	9063	9063	9063	9063	9063	9063	9063	9063
Дисконтированный денежный поток операционная и инвестиционная деятельность	млн руб.	- 38 174	-90799	-82545	17440	16189	15454	9846	2603
NPV	млн руб.	7287	-						
mPI/ mPIdec	ед.	0,016	-						
ROA (средний)	ед.	0,14	-						

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [125].

Таблица Б.4 - Пример расчета для месторождения № 2 при отсутствии декарбонизации и цене углерода 10 долларов за тонну CO₂-эквивалента

Наименование	ЕИ	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Добыча УВС	млн м ³	5418	5418	5418	5418	5418	5418	4931	2300
Газ в трубу	млн м ³	5418	5418	5418	3214	3214	3214	2727	96
Цена реализации газа	руб./тыс. м ³	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900
Выручка от реализации газа	млн руб.	15713	15713	15713	9321	9321	9321	7908	278
Объемы реализации метанола	тыс. т	0	0	0	2004	2004	2004	2004	2004
Цена реализации метанола	руб./т	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000
Выручка от реализации метанола	млн руб.	0	0	0	64121	64121	64121	64121	64121
Углеродный след upstream+midstream	тыс. т CO ₂ -экв.	1625	1625	1625	2685	2685	2685	2539	1750
Декарбонизационный доход	млн руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
Капитальные вложения (Upstream+Midstream), в том числе:	млн руб.	35837	100554	100554	23520	29400	0	0	0
CCUS	млн руб.	11501	11501	11501	11501	0	0	0	0
OPEX	млн руб.	0	0	0	0	2153	12450	11190	15364
Налоги	млн руб.	0	0	0	0	0	3466	2191	6725

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Углеродные платежи	млн руб.	1333	1333	1333	2202	0	0	0	0
Амортизация	млн руб.	9063	9063	9063	9063	2202	2202	2082	1435
Дисконтированный денежный поток операционная и инвестиционная деятельность	млн руб.	- 28003	-81553	-74139	22813	14487	14102	8734	2618
NPV	млн руб.	44555	—						
mPI/ mPIdec	ед.	0,113	—						
ROA (средний)	ед.	0,17	—						

Источник: составлено автором по данным моделирования по материалам [125].