

Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России



Март 2021

ПОД РЕДАКЦИЕЙ



Татьяна Митрова

Профессор, научный руководитель,
Центр энергетики Московской школы
управления СКОЛКОВО



Ирина Гайда

Директор,
Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО

АВТОРЫ



Екатерина Грушевенко

Старший аналитик по нефтегазовому сектору,
Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО



Сергей Капитонов

Аналитик,
Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО



Юрий Мельников

Старший аналитик,
Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО

**Анастасия Пердеро****Старший аналитик,**

Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО

**Надежда Шевелева**

Доцент кафедры экономики нефтяной и газовой
промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.
Губкина

Директор

«Эко Ойл Газ Консалтинг»

**Дмитрий Сигиневич****Эксперт,**

Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО

Директор по энергетической политике

АО «Концерн Росэнергоатом»

Авторы благодарят за рецензирование текста и ценные
советы следующих экспертов:

- Джонатан Стерн, Почетный исследователь, Оксфордский институт энергетических исследований
- Тим Гулд, Глава подразделения мировых энергетических прогнозов/инвестиций, Международное энергетическое агентство
- Жульен Перес, Вице-президент по стратегии и политике, OGCI
- Тим Бурсма, директор по вопросам устойчивого развития и стратегии, ABN AMRO Holdings USA LLC
- Хорхе Фернандес Гомез, Ведущий исследователь и координатор Энергетической лаборатории, Orkestra-Basque Institute of Competitiveness
- Дмитрий Денисов, к.т.н., Руководитель направления экологии и низкоуглеродных технологий ООО "ВЭБ Инжиниринг"

Замечания и предложения к тексту исследования можно
направлять по адресу energy@skolkovo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
РЕЗЮМЕ	7
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	14
ВВЕДЕНИЕ	16
ВЫБРОСЫ ПГ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА	21
Рост доли нефтегазовой отрасли в мировой эмиссии ПГ	21
Структура выбросов ПГ от деятельности нефтегазового сектора.....	24
Эмиссия ПГ по цепочке создания стоимости	24
Выбросы ПГ по сферам охвата 1, 2 и 3	29
ЦЕЛИ, СТРАТЕГИИ И МЕТОДЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ КОМПАНИЙ	32
Цели декарбонизации крупнейших международных компаний.....	32
Разработка стратегии декарбонизации	36
Операционные методы	38
Повышение операционной эффективности.....	38
Переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов.....	40
Энергоэффективность.....	47
Работа с контрагентами по сокращению их эмиссии ПГ	49
Эффективная монетизация метана и ПНГ	49
Утилизация ПНГ	49
Сокращение утечек метана	55
Установки для улавливания легких фракций в крупных хранилищах, сокращение утечек метана и использование отпарного газа	61
Переход на низкоуглеродные источники энергии.....	63
Использование возобновляемых источников энергии.....	64
Снижение выбросов ПГ при перевозках нефти и газа морским транспортом за счет перехода на низкоуглеродные виды топлива.....	67
Методы корпоративной стратегии.....	70
Оптимизация портфеля активов.....	70
Торговля углеродными разрешениями и использование добровольных схем зачета сокращений выбросов.....	77
Сокращение ПГ за счет инвестиций в регенеративное землепользование.....	83
Улавливание, хранение, утилизация и удаление CO ₂	89
Улавливание, хранение и утилизация CO ₂	89
Удаление CO ₂	96
Методы повышения нефтеотдачи с использованием CO ₂ (CO ₂ -EOR).....	99
Водород.....	101
Производство, транспортировка и продажа водорода.....	102
Потребление водорода для внутренних нужд	104
Декарбонизация нефтехимического сектора.....	105
Диверсификация бизнеса в сегменты нефтегазохимии и химии.....	107

Утилизация ПНГ в нефтегазохимической промышленности	112
Производство новых материалов для других отраслей промышленности	112
Совершенствование производственных методов в НГХ отрасли	113
ЭКОНОМИКА ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ	116
УСЛОВИЯ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В РОССИИ И ПРАКТИКА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ.....	121
Условия декарбонизации в России - позиции основных стейкхолдеров по вопросам изменения климата	121
Отношение населения к вопросам изменения климата.....	121
Позиция государства по климату и регулирование ПГ	121
Позиция финансовых организаций и привлечение финансирования в зеленые проекты.....	130
Отношение российского бизнеса	132
Практика декарбонизация российских нефтегазовых компаний	133
Операционные методы.....	136
Эффективная монетизация метана и ПНГ	139
Переход на низкоуглеродные источники энергии.....	145
Методы корпоративной стратегии.....	147
Декарбонизация нефтехимического сектора.....	152
Прочие меры	154
РЕКОМЕНДАЦИИ	155
Рекомендации для российских государственных органов.....	155
Рекомендации для российских нефтегазовых компаний	157

ПРЕДИСЛОВИЕ



Прежде всего, я хотела бы выразить сердечную признательность нашим коллегам из Нефтяного совещательного форума и каждой из его компаний-членов за то, что они сделали это исследование возможным и щедро делились своими знаниями и временем.

Это исследование является первым совместным проектом Энергетического центра СКОЛКОВО и Нефтяного совещательного форума, и мы были очень рады возможности включить интеллектуальный вклад ведущих международных нефтегазовых команд в наше исследование. Уровень сотрудничества и энтузиазм команд членов РАФ был беспрецедентным, и без них этот результат был бы недостижим. Мы надеемся на продолжение сотрудничества между Нефтяным совещательным форумом, его компаниями-членами и Центром энергетики.

От имени нашей команды хочу лично поблагодарить Анн-Катрин Вааге, Антонину Величко, Игоря Ямпольского, Юю Акизуки, Марину Оплачко, Артема Карапетова, Пьетро Меццано, Игоря Игнатьева, Сергея Тулинова, Татьяну Крылову и Юрия Андреева за неоценимую помощь в исследовании. Мы с нетерпением ждем следующей главы исследований декарбонизации нефти и газа!

Ирина Гайда,

Директор Центра энергетики
Московской Школы управления СКОЛКОВО



РЕЗЮМЕ

Регуляторы, инвесторы и потребители оказывают все большее давление на нефтегазовые компании, требуя снижения углеродного следа их продукции.

Хотя объем выбросов нефтегазовой промышленности, относящихся к сферам охвата 1 и 2 (прямые выбросы ПГ от операционной деятельности компаний и косвенные эмиссии, связанные с энергообеспечением компаний), меньше, чем многие предполагают (12% от общего объема мировых антропогенных выбросов ПГ), они сопоставимы с выбросами сельскохозяйственной промышленности (13%) и превышают выбросы других обрабатывающих отраслей. При этом на сферу охвата 3 (эмиссии ПГ, связанные с использованием продукции нефтегазовых компаний) приходится наибольший объем выбросов ПГ всего нефтегазового сектора (еще около 33% глобальных выбросов ПГ), а для вертикально-интегрированных нефтяных компаний объем выбросов сферы охвата 3 вообще в среднем в 7 раз превышает выбросы в сферах охвата 1 и 2. И именно эти выбросы вызывают наибольшую обеспокоенность и давление на нефтегазовые компании в условиях глобальной парадигмы декарбонизации. Еще одна специфическая особенность нефтегазового сектора – высокая (до 45%) доля выбросов метана в его совокупных выбросах ПГ.

В то же время компании нефтегазового сектора имеют хорошие возможности для участия в решении климатической проблемы – у них есть мощные научные, инженерные, финансовые и управленческие компетенции. А пандемия COVID-19 и связанный с ней экономический спад и принимаемые в различных странах регуляторные и стимулирующие меры только усилили осознание того, что нефтегазовая отрасль должна меняться, делая декарбонизацию своим основным фокусом.

В 2019-2021 гг. ведущие международные нефтегазовые компании (BP, Total, Shell, Equinor, ENI, Repsol, etc.) начали устанавливать цели по сокращению выбросов, в том числе нулевые целевые показатели для сфер охвата 1, 2 и даже сферы охвата 3. Несмотря на анонсирование амбициозных долгосрочных целей, многие компании не раскрывают подробно, как именно они планируют их достичь. Поэтому существует заметный скептицизм в отношении реалистичности выполнения этих обязательств. И, в целом, пока обязательств, анонсированных нефтегазовыми компаниями, явно недостаточно для достижения целей, поставленных Парижским соглашением.

Тем не менее, постепенно формируются корпоративные лучшие практики в декарбонизации нефтегазового бизнеса. Нефтегазовые компании по всему миру предпринимают все более активные меры: внедрение декарбонизации в систему

корпоративного управления, принятие целевых показателей по декарбонизации, а также развитие добровольной системы мониторинга и независимого аудита ПГ и раскрытия климатической отчетности. Наилучшей практикой считается включение декарбонизации в стратегические и инвестиционные планы посредством введения внутренней цены на CO₂ и внедрения соответствующих КПЭ в систему мотивации.

Разработка стратегии декарбонизации — это комплексный многоступенчатый и по-своему уникальный для каждой компании процесс, который зависит от структуры ее активов, производственных технологий, инвестиционных портфелей и действующего национального регулирования. Существует уже широкая палитра различных методов декарбонизации, из которых компании могут составить для себя оптимальный набор:

- **Операционные методы декарбонизации**

- **Повышение операционной эффективности** в основном нацелено на снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению углеродного следа, причем для получения быстрых результатов не требуется значительного финансирования.
- **Переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов** - компании нефтегазового сектора все активнее следуют принципам циркулярной углеродной экономики: используют и перерабатывают CO₂, занимаются преобразованием выбросов в продукты с меньшим углеродным следом и уменьшают углеродный след за счет повторного использования материалов и ресурсов.
- **Энергоэффективность** - рациональное использование энергетических ресурсов предприятиями нефтегазового сектора является одним из наиболее простых и дешевых способов сократить выбросы ПГ. В краткосрочной перспективе большинство нефтегазовых компаний фокусируют свои усилия по декарбонизации именно на различных методах эффективного использования энергии и ресурсов. По оценкам некоторых компаний, участвовавших в данном исследовании, до 40% всех связанных с эффективностью возможностей для декарбонизации являются коммерчески привлекательными даже без дополнительного финансирования (при текущем уровне цен).

- Особую роль играют также **взаимоотношения с поставщиками и субподрядчиками** и требования к ним по снижению их углеродного следа.
- **Эффективная монетизация метана и попутного газа.** Утечки метана и сжигание ПНГ составляют до 45% от общего объема выбросов ПГ нефтегазового сектора, поэтому их сокращение является первоочередной задачей, особенно учитывая, что это относительно несложно и что у компаний есть необходимые для этого технологии. Эта тема находится в фокусе внимания нескольких инициатив: глобальной Нефтегазовой Климатической Инициативы (Oil and Gas Climate Initiative, OGCI)¹, Глобального Метанового Альянса (Global Methane Alliance)² и Руководящих принципов по метану (Methane Guiding Principles)³. В них предложены подходы по сокращению выбросов ПГ с низкими, а иногда и нулевыми финансовыми затратами.
- **Переход на низкоуглеродные источники энергоснабжения предприятий отрасли.** Растет количество нефтегазовых компаний, которые сосредотачиваются на использовании в своих производственных процессах ВИЭ и накопителей электроэнергии (для энергообеспечения), биотоплива (в качестве замены традиционного углеводородного сырья при нефтепереработке), а также низкоуглеродного топлива (в частности - для морской транспортировки своей продукции).
- **Корпоративные методы декарбонизации:**
 - **Оптимизация портфеля активов** - дивестиции (отказ от непривлекательных углеродоемких активов); слияния и поглощения, позволяющие улучшить качество активов и провести диверсификацию в рамках нового, менее углеродоемкого бизнеса (в первую очередь, наращивая газовый бизнес); реструктуризация; развитие нефтегазохимического бизнеса и создание корпоративных венчурных фондов, сфокусированных на инновациях (например, в области снижения утечек метана, операционной эффективности, CCUS, водородных технологий и т.п.). К важным аспектам корпоративных стратегий декарбонизации относятся также промышленная кооперация в области НИОКР, венчурных инвестиций и пилотных проектов глубокой декарбонизации, что позволяет заметно повысить скорость разработки и внедрения этих технологий и

¹ <https://oilandgasclimateinitiative.com/>

² <https://www.ccacoalition.org/en/activity/global-methane-alliance>

³ <https://methaneguidingprinciples.org/>

быстрее оценить их потенциальную роль в долгосрочных планах компаний.

- Особенно можно выделить **растущий интерес нефтегазовых компаний к нефтехимической и химической промышленности**, так как они видят возможность наращивания эффективности при совместной деятельности. Речь идет об интеграции со своей нефтепереработкой, монетизации имеющегося углеводородного сырья, увеличении маржинальности продукции и решении задач по декарбонизации.
- **Использование углеродных кредитов** – этот метод используется с большой осторожностью и с индивидуальным подходом при проверке и верификации. Основной подход: сначала сократить все эмиссии, какие возможно, и только оставшиеся эмиссии компенсировать с помощью этих инструментов.
- **Сокращение эмиссии ПГ за счет инвестиций в землепользование на основе регенеративных технологий** – нефтегазовые компании всё чаще рассматривают проекты, связанные с природными поглотителями углерода, хотя у них и возникают определенные опасения на стадии выбора проектов и партнеров, поскольку сложно подсчитать собственно антропогенное воздействие, а в СМИ такие проекты зачастую освещаются в негативном ключе.
- И наконец, у многих нефтегазовых компаний есть планы **по глубокой декарбонизации, в которые входит внедрение технологий улавливания, утилизации и хранения (захоронения) углерода и использование водорода в качестве топлива**. Соответствующие проекты в Европе, США, на Ближнем Востоке находятся на различных стадиях разработки и реализации, однако пока они полностью зависят от крупных государственных субсидий. На сегодняшний день общая мощность проектов CCUS составляет всего 10 Мт CO₂, хотя к 2050 г. в сценариях, соответствующих целям Парижского соглашения, к 2050 г. улавливание и хранение CO₂ в объемном выражении должно достичь 4,6 ГтCO₂-экв. в год, что сопоставимо с масштабами всей существующей на сегодняшний день мировой нефтегазовой отрасли и открывает огромные возможности для развития нового направления бизнеса, использующего основные компетенции нефтегазовых компаний.

Международные нефтегазовые компании активно тестируют все доступные им методы декарбонизации и постоянно находятся в поиске новых вариантов, получая все более жесткие сигналы в пользу декарбонизации от потребителей своей продукции, инвесторов и регуляторов.

В России ситуация несколько отличается от мировой:

- В отличие от многих других стран мира, в России проблема изменения климата пока имеет низкую приоритетность и для населения, и для бизнеса, и для правительства, что тормозит процесс декарбонизации нефтегазового сектора по сравнению с лучшими международными практиками.
- Установленная национальная цель сокращения выбросов ПГ к 2030 году до 75% от уровня 1990 г. позволяет Российской Федерации не вводить никаких мер регулирования в указанный период, поскольку уже в 2017 г. выбросы ПГ составляли 50,7% от уровня 1990 г. Фактическое отсутствие климатической стратегии ведет к отсутствию, в свою очередь, реального государственного стимулирования стратегий декарбонизации в целом и в нефтегазовом секторе в частности.
- Регулирование выбросов ПГ в РФ находится в начальной стадии, только в феврале 2021 года Правительство России подготовило и внесло в Государственную Думу законопроект об ограничении выбросов ПГ. Пока государственные требования по сокращения выбросов ПГ остаются крайне фрагментированы (сводятся к требованиям по сокращению сжигания попутного нефтяного газа и регулированию эмиссии метана), нет правил ценообразования на CO₂, отсутствуют стандарты интенсивности выбросов ПГ.
- При этом в России доля выбросов ПГ по сферам охвата 1,2 предприятиями нефтегазовой отрасли в суммарных выбросах почти в два раза выше, чем в среднем по миру.
- Несмотря на эти обстоятельства, некоторым российским нефтегазовым компаниям удается действовать с опережением. Они готовят добровольные отчеты в области устойчивого развития и раскрывают информацию по своим эмиссиям ПГ, активно внедряют методы декарбонизации и даже начали вводить внутреннее ценообразование на CO₂ для своих инвестиционных проектов. По результатам международного климатического исследования (Carbon Disclosure Project, CDP) за 2020 г. одна российская компания получила рейтинг «В», а две другие — «С», что позволило им конкурировать с международными компаниями в своей отрасли. Однако большинство компании всё еще находятся на ранних стадиях разработки целей и методов декарбонизации.

Уже в среднесрочной перспективе, учитывая регуляторные изменения на внешних рынках, требования зарубежных

инвесторов, усиление роли углеродного следа продукции в международной конкуренции и существенную роль нефтегазового экспорта для всей российской экономики, потребуются серьезная трансформация нормативного и корпоративного подхода к декарбонизации российской нефтегазовой отрасли:

- Регуляторам целесообразно было бы разработать климатическую стратегию с более амбициозными климатическими целями и комплексную стратегию снижения эмиссии ПГ в нефтегазовом секторе (включая стратегию сокращения эмиссии метана). Она может включать самые разные регуляторные механизмы – стандарты, цели, требования по мониторингу, отчетности и ценообразованию на выбросы ПГ, правила сертификации и верификации проектов по сокращению выбросов и др. Также важно утвердить государственное финансирование НИОКР и пилотных проектов по сокращению выбросов ПГ, особенно в области глубокой декарбонизации. Необходимо дополнительно проанализировать конкурентные преимущества России в области декарбонизации, а затем продвигать их как внутри страны, так и на мировом рынке.
- Корпорациям стоит включить декарбонизацию в общую бизнес-стратегию и инвестиционные планы, а не ограничивать ее только департаментами охраны здоровья, техники безопасности и охраны окружающей среды и отношений с инвесторами. Для внедрения эффективной стратегии декарбонизации любой компании необходимо в целом пересмотреть стратегию и корпоративное управление.
- Всесторонний анализ источников выбросов ПГ позволит нефтегазовым компаниям выявить мероприятия, позволяющие максимально быстро и с максимальным экономическим эффектом сократить выбросы ПГ, и представить их клиентам и инвесторам.
- Компании также могут создавать сети с партнерами, поддерживающими их стратегии декарбонизации. В такие партнерские сети могут входить образовательные и научно-исследовательские институты, партнеры по международному обмену НИОКР, венчурные инвесторы, работающие над проектами глубокой декарбонизации, технологические компании, которые могут помочь повысить качество измерения и раскрытия информации по эмиссии ПГ, а также местные поставщики и клиенты, сталкивающиеся с аналогичными проблемами.

Данное исследование было проведено Центром энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО совместно с

Национальным нефтегазовым форумом. Мы хотели бы поблагодарить все компании, ассоциации и экспертов, которые внесли свой вклад в подготовку данного доклада. Мы надеемся, что этот доклад поможет разработать стратегии сокращения антропогенных выбросов ПГ в нефтегазовом секторе как в России, так и по всему миру.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

BECCS	Bio-energy with carbon capture and storage (биоэнергетика с использованием технологии улавливания и хранения углерода)
CCS	Улавливание и хранение углерода
CCUS	Улавливания, хранения и использования углерода
CDP	Carbon Disclosure Project (проект по раскрытию информации о выбросах углерода)
CER	Certified Emissions Reduction (сертификат сокращения выбросов)
CH ₄	Метан
CSP	Concentrated solar power (концентрированная солнечная энергия)
DAC	Direct air capture (прямое улавливание диоксида углерода из воздуха)
EOR	Enhanced Oil Recovery (третичные методы увеличения нефтеотдачи)
EST	Emissions Trading System (Система торговли выбросами)
GTL	Gas-to-liquids (технология по переводу газа в жидкое состояние)
ISWEC	Inertial Sea Wave Converter (конвертация энергии морских волн)
LSC	luminescent solar concentrators (люминесцентный концентратор солнечной энергии)
M&A	Mergers and Acquisitions (слияния и поглощения)
NCNO	Net Carbon Negative Oil (Нефть с отрицательным выбросом углерода)
OGCI	Oil and Gas Climate Initiative (Инициатива по климату в нефтегазовой отрасли)
OPV	Organic photovoltaic (органический фотоэлектрический концентратор)
PERC	Passivated Emitter and Rear Contact (солнечный элемент с пассивированными эмиттерной и тыльной поверхностями)
SBTI	Science Based Targets Initiative (Инициативой научно-обоснованных целевых показателей)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Секретариат Рамочной Конвенции ООН по изменению климата)
VCS	Verified Carbon Standard (верифицированный углеродный стандарт)
ВИНК	Вертикально-интегрированная нефтяная компания
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии

ГТС	Газотранспортная сеть
ЕС	Европейский Союз
ЗИЗЛХ	Землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство
КПГ	Компримированный природный газ
КПЭ	Ключевые показатели эффективности
МВС	Метано-водородная смесь
МГЭИК	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
МУН	Методы увеличения нефтеотдачи
МЭА	Международное энергетическое агентство
НГХ	Нефтегазохимия
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НКО	Некоммерческая организация
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ОТОСБ	Охрана труда, окружающей среды и техника безопасности
ОНУВ	Определяемый на национальном уровне вклад
ПГ	Парниковые газы (в данном исследовании рассматриваются парниковые газы, концентрации которых возрастают - диоксид углерода, метан, закись азота, гидрохлорфторуглероды (ГХФУ), гидрофторуглероды (ГФУ) и озон в нижних слоях атмосферы).
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПОНУВ	Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад
ПЭТ	Полиэтилентерефталат
РКИК ООН	Рамочная конвенция ООН об изменении климата
CO ₂ -экв.	CO ₂ эквивалент – условная единица, которую используют для оценки объемов выбросов парниковых газов (в том числе для расчета углеродного следа). Измеряется в тоннах и обозначает, какому объему углекислого газа равен общий объем выбросов, исходя из их воздействия на климат.
СПГ	Сжиженный природный газ (в основном метановая фракция CH ₄)
СУГ	Сжиженный углеводородный газ (CNG compressed natural gas) - пропан-бутановая смесь (C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀)
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов

ВВЕДЕНИЕ

В начале XXI века стала очевидной угроза глобального изменения климата, вызванного антропогенной эмиссией ПГ⁴. По мере роста обеспокоенности этой проблемой, растет давление со стороны ключевых стейкхолдеров (населения, представителей гражданского общества и НКО, инвесторов и др.) на компании и правительства с требованиями обеспечить немедленные действия, адекватные масштабам данной угрозы.

В ответ мировое сообщество предпринимает меры по сокращению выбросов ПГ, прежде всего диоксида углерода (декарбонизации), а для нефтегазовой индустрии особенно актуально стало также сокращение выбросов метана, который вызывает многократно более сильный парниковый эффект, чем CO₂.

На международном уровне еще в 2015 г. было принято Парижское соглашение, его цель — «удержать прирост глобальной средней температуры заметно ниже 2 градусов Цельсия сверх доиндустриальных уровней при приложении усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5 градусов Цельсия, научить человечество лучше адаптироваться к последствиям изменения климата и перейти к низкоуглеродному развитию». Тогда же о целях устойчивого развития заявила ООН: имеются в виду принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями (Цель №13) и обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех (Цель №7).

В настоящее время к Парижскому соглашению присоединились 189 государств (в том числе Россия, а США в феврале 2021 года официально завершили процесс возвращения в Парижское соглашение)⁵. Все страны-участницы соглашения добровольно ставят перед собой цели по сокращению нетто-выбросов CO₂ и других ПГ в атмосферу. На сегодняшний день более 70 ведущих стран мира заявили о стремлении к углеродной нейтральности к 2050 г.⁶ (к этому моменту объем их выбросов CO₂ должен быть равен объему улавливания и поглощения CO₂).

В конце 2019 г. Евросоюз представил общественности комплексную законодательную инициативу EU Green Deal, в

⁴ Анализ причин и последствий изменения климата не является темой данного исследования. Подробнее о климатической угрозе см.: Митрова Т., Хохлов А., Мельников Ю. и др. Глобальная климатическая угроза и экономика России: в поисках особого пути. М.: Московская школа управления СКОЛКОВО, 2020.

https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Climate_Primer_RU.pdf. Каждый парниковый газ (диоксид углерода, метан, закись азота, гидрохлорфторуглероды (ГХФУ), гидрофторуглероды (ГФУ) и озон в нижних слоях атмосферы) оказывает разное влияние на изменение климата. Наибольший вклад в процессы глобального потепления приходится на долю диоксида углерода и метана.

⁵ <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>

⁶ State and Trends of Carbon Pricing Initiatives 2020. World bank, 2020.

<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809>

основе которой, — достижение на 100% климатической нейтральности (нулевых нетто-выбросов всех ПГ, т.е. объем выбросов ПГ равен объему улавливания и поглощения ПГ) государствами Евросоюза к 2050 г., причем как в целом по всему ЕС, так и на национальном уровне. 17 сентября Европейская комиссия представила свой Целевой план по климату на период до 2030 г., в котором основной целью является сокращение выбросов ПГ как минимум на 55% по сравнению с уровнями 1990 г. к 2030 г.⁷ вместо 40% от уровня 1990 г. до 55–60%. В октябре 2020 г. Еврокомиссия представила новую стратегию сокращения выбросов метана. Ожидается, что до середины 2021 г. будет принята законодательная инициатива «Механизм трансграничного углеродного регулирования» (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), где будет установлена «цена на углерод», действующая в отношении импорта. В соответствии с различными сценариями принятия данной инициативы, дополнительная нагрузка для российских экспортеров (в том числе нефтегазовые и химические компании) составит от 6 до 50,6 млрд. евро на период до 2030 г.⁸

Китай в сентябре 2020 г. заявил о стремлении к углеродной нейтральности к 2060 г. и своей приверженности «зеленому» развитию⁹. В октябре 2020 г. с аналогичными заявлениями о желаемом достижении углеродной нейтральности к 2050 г. выступили Япония и Южная Корея. Канада в январе 2021 г. также объявила о цели достижения углеродной нейтральности к 2050 г.¹⁰.

Многие страны, присоединившиеся к Парижскому соглашению, либо уже создали системы торговли выбросами CO₂ (или приняли другие способы установления цены на CO₂), либо планируют сделать это в ближайшем будущем. Растет и число стран, которые вводят запрет на использование двигателей внутреннего сгорания, устанавливают целевые значения доли возобновляемых источников энергии в национальном энергобалансе или целевые доли низкоуглеродных видов топлива. Таким образом, на уровне государственного регулирования постепенно формируются разнообразные стимулы для декарбонизации.

Сокращение выбросов ПГ становится важной задачей не только для правительств, но и для бизнеса во всех секторах экономики. Сегодня декарбонизация — это не только

⁷

https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=EU%20Commission%20Unveils%20EU%20Climate%20Target%20Plan%202030_Brussels%20USEU_European%20Union_09-26-2020#:text=On%20September%2017%2C%20as%20part.existing%20target%20of%2040%20percent

⁸ <https://tass.ru/ekonomika/8906921>

⁹ China pledges to become carbon neutral before 2060 // The Guardian. 2020. 22 Sept. <https://www.theguardian.com/environment/2020/sep/22/china-pledges-to-reach-carbon-neutrality-before-2060>

¹⁰ <https://ihsmarkit.com/research-analysis/canada-upgrades-decarbonization-plan-.html>

средство решить экологические и климатические задачи, но и способ обеспечить дифференциацию своей продукции и конкурентоспособность в глобальном масштабе. Углеродный след постепенно становится важнейшей характеристикой качества любого товара – продажи компаний, имеющих экологические обязательства и программы устойчивого развития, растут заметно быстрее по сравнению с конкурентами. Неэнергетический корпоративный сектор меняет свои требования к энергообеспечению: так, в рамках глобальной инициативы RE100, крупнейшие мировые компании взяли на себя обязательства по полному переходу на возобновляемые источники энергии (в том числе IKEA, 3M, Apple, Danone, Decathlon, eBay, Coca-Cola European Partners, The Goldman Sachs Group, Google и др.)¹¹.

Не только потребители, но и инвесторы по всему миру начинают рассматривать климатические риски как инвестиционные и отказываются от финансирования секторов, связанных с высокими выбросами, в частности, с сверхвысоковязкой, арктической нефтью и битуминозной нефтью. С соответствующими заявлениями и инициативами¹² выступили, например, BlackRock (одна из крупнейших мировых инвестиционных компаний), World Bank, GP Morgan, шведский пенсионный фонд Sjunde, норвежский фонд Government Pension Fund Global, банки Goldman Sachs, Deutsche Bank, BNP Paribas, Societe Generale, Европейский инвестиционный банк, страховая компания Allianz и др. Тысячи институциональных и частных инвесторов по всему миру, контролирующие в совокупности активы на сумму свыше 14 трлн долл., присоединились к дивестиционным обязательствам в отношении сектора ископаемых видов топлива.

Финансовый сектор (кредиторы и инвесторы) начинает играть все более активную роль в стимулировании декарбонизации. Для этой цели используются различные типы климатического финансирования, а именно: целевое кредитование, зеленые облигаций, программы гарантий по кредитам, страхование с индексом погодных условий, льготные тарифы, налоговые льготы, национальные банки развития, политика раскрытия информации и национальные климатические фонды¹³. Особое внимание финансовые учреждения сегодня уделяют различным механизмам отчетности (GRI, TCFD и SASB), все чаще используя их для оценки и раскрытия своих климатических рисков (в первую очередь – связанных с их кредитным/ инвестиционным портфелем). Зная свой углеродный след и свои климатические риски, финансовый институт может начать обсуждение целей сокращения

¹¹ <https://www.there100.org/>

¹² Более подробно об изменении предпочтений инвесторов см.: Митрова Т., Хохлов А., Мельников Ю. и др. Глобальная климатическая угроза и экономика России: в поисках особого пути. М.: Московская школа управления СКОЛКОВО, 2020. С. 32–36.

¹³ <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14693062.2020.1871313>

выбросов ПГ, например, для приведения их в соответствие с Парижским соглашением - либо взаимодействуя с клиентами и стимулируя их сокращать выбросы, либо отказываясь от углеродоемких активов. И крупные институциональные инвесторы (такие как пенсионные фонды), и инвестиционные фонды (такие как уже упоминавшийся выше BlackRock), которые имеют огромное влияние на нефтегазовые компании, сейчас уже делают публичные заявления о своих климатических целях и несомненно будут ужесточать свои требования по декарбонизации.

Финансовые регуляторные органы также усиливают эту тенденцию, постоянно повышая свои требования к банкам и инвесторам по раскрытию климатической информации. Одним из наиболее известных примеров является уже довольно проработанная инициатива ЕС в области таксономии, которая определяет, какие именно проекты являются «устойчивыми». Ожидается, что эти правила ЕС будут взяты за основу для обсуждения в других юрисдикциях - например, в Северо-Восточной Азии и в США. Центральные банки все чаще сигнализируют о том, что они хотят играть более активную роль в климатической политике, таким образом можно не сомневаться, что давление на нефтегазовые компании со стороны финансового сектора будет только усиливаться.

В таких условиях перспективы дальнейшего развития нефтегазового сектора – одного из заметных эмитентов ПГ – оказываются в прямой зависимости от его способности к декарбонизации.

Основная проблема, которой посвящено данное исследование – как нефтегазовый сектор может остаться значимой частью мировой энергосистемы при условии достижения целей нулевых нетто-выбросов. Цель исследования – проанализировать структуру выбросов ПГ, за которые отвечает нефтегазовый сектор, и на примере деятельности ведущих зарубежных нефтегазовых компаний систематизировать возможные методы сокращения этих выбросов.

Методология этого исследования была основана на анализе широкого круга источников, изучении кейсов и проведении углубленных интервью с международными нефтегазовыми компаниями об их стратегиях и методах сокращения выбросов ПГ. Исследование включает следующие части:

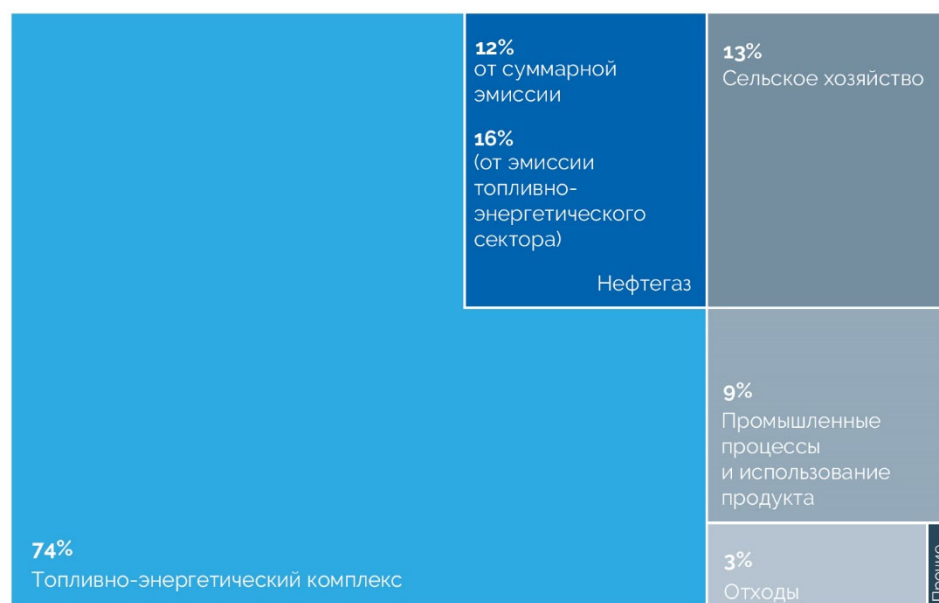
- структура выбросов ПГ, за которые отвечает нефтегазовый сектор;
- климатические цели, стратегии и методы декарбонизации ведущих зарубежных нефтегазовых компаний;
- сравнительная экономика проектов декарбонизации в нефтегазовом секторе;
- условия декарбонизации в России и практика декарбонизации российских нефтегазовых компаний;
- выводы и рекомендации для российских компаний и регуляторов.

ВЫБРОСЫ ПГ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

На долю нефтегазового сектора приходится около 12% суммарных мировых выбросов ПГ.

В 2017 г. антропогенные выбросы ПГ в мире составили 47 Гт CO₂-экв.¹⁴, из них почти три четверти (74%) приходится на топливно-энергетический сектор (в котором они обусловлены, в основном, сжиганием ископаемых видов топлива в различных отраслях и утечками метана при добыче, транспортировке и распределении ископаемых видов топлива). Эмиссия непосредственно нефтегазового сектора (сферы охвата 1 и 2) в 2017 г. составила 5668 Мт CO₂-экв., то есть 16% от всех выбросов топливно-энергетического сектора и около 12% от суммарных мировых выбросов (что сопоставимо с выбросами от сельского хозяйства) (рис. 1).

Рис. 1 - Выбросы ПГ по секторам экономики в 2017 г.



Источники: Gütschow J., Jeffery L., Gieseke R. et al. The PRIMAP-hist national historical emissions time series (1850-2017). v. 2.1. GFZ Data Services. 2019. <https://doi.org/10.5880/pik.2019.018>; IEA WEO 2018. Paris, 2018.

Рост доли нефтегазовой отрасли в мировой эмиссии ПГ

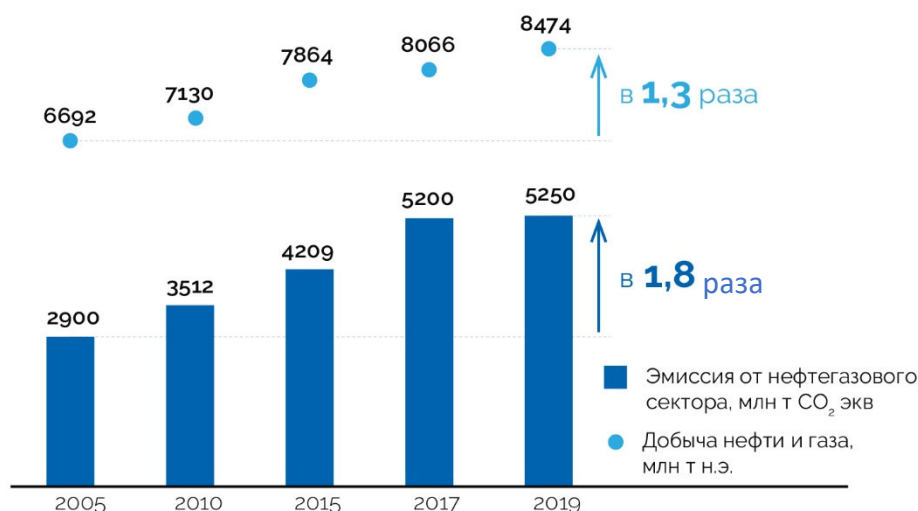
За последние 15 лет доля нефтегазовой отрасли в эмиссии ПГ выросла в 1,8 раза, при этом добыча за тот же период увеличилась в 1,3 раза.

На первый взгляд, может показаться, что 12% от суммарной эмиссии ПГ — не так много, но за последние 15 лет доля нефтегазового сектора в мировой эмиссии ПГ увеличилась с 7 до 12%^{15,16}. Отчасти рост выбросов ПГ связан с увеличением потребления нефти и газа, и, соответственно, с ростом их добычи, однако, анализ показывает, что если с 2005 по 2009 гг. добыча выросла в 1,3 раза, то выбросы ПГ за тот же период — в 1,8 раза (рис. 2).

¹⁴ <https://www.pik-potsdam.de/paris-reality-check/primap-hist/>

¹⁵ CO₂ abatement: Exploring options for oil and natural gas companies / McKinsey on Oil & Gas. 2009; WEO 2020.

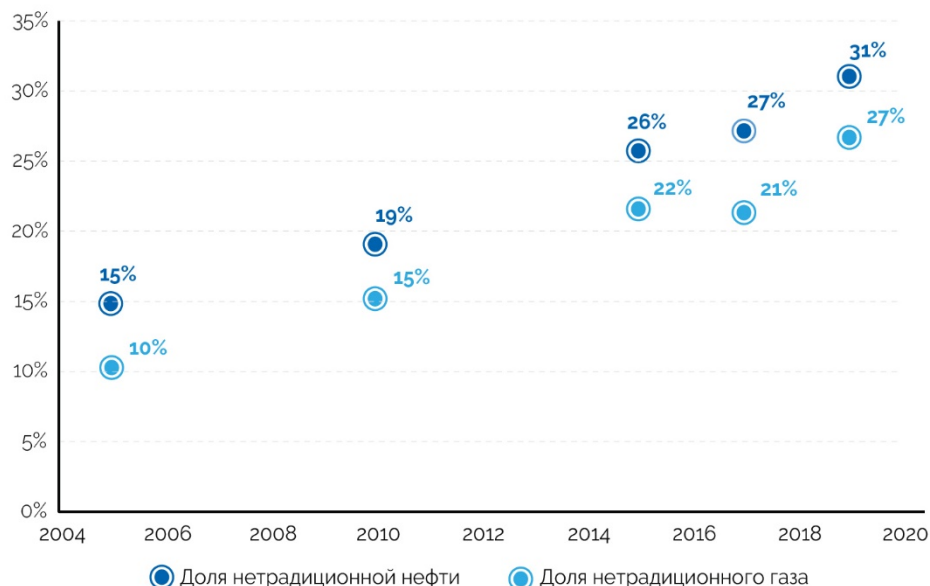
¹⁶ WEO 2020.

Рис. 2 – Выбросы ПГ от деятельности нефтегазового сектора и добыча нефти и газа

Источники: CO₂ abatement: Exploring options for oil and natural gas companies / McKinsey on Oil & Gas. 2009; https://www.accenture.com/t00010101t000000_w_/br-pt/_acnmedia/pdf-11/accenture-strategy-energy-perspectives-consequences-cop21.pdf; <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>; WEO 2018; WEO 2020; BP statistical review 2020.

Основная причина увеличения выбросов ПГ предприятиями нефтегазовой отрасли – рост доли добычи нетрадиционной нефти и газа.

Ключевыми факторами опережающего роста эмиссии ПГ в нефтегазовой отрасли стало увеличение доли добычи нетрадиционной¹⁷ нефти (с 15% в 2005 г. до 31% в 2019 г.) и нетрадиционного газа (с 10% в 2005 г. до 27% в 2019 г.) (рис. 3). Свой вклад внесли и растущие объемы эмиссии метана, а также улучшение методов контроля утечек метана¹⁸.

Рис. 3 - Увеличение доли добычи нетрадиционных нефти и газа

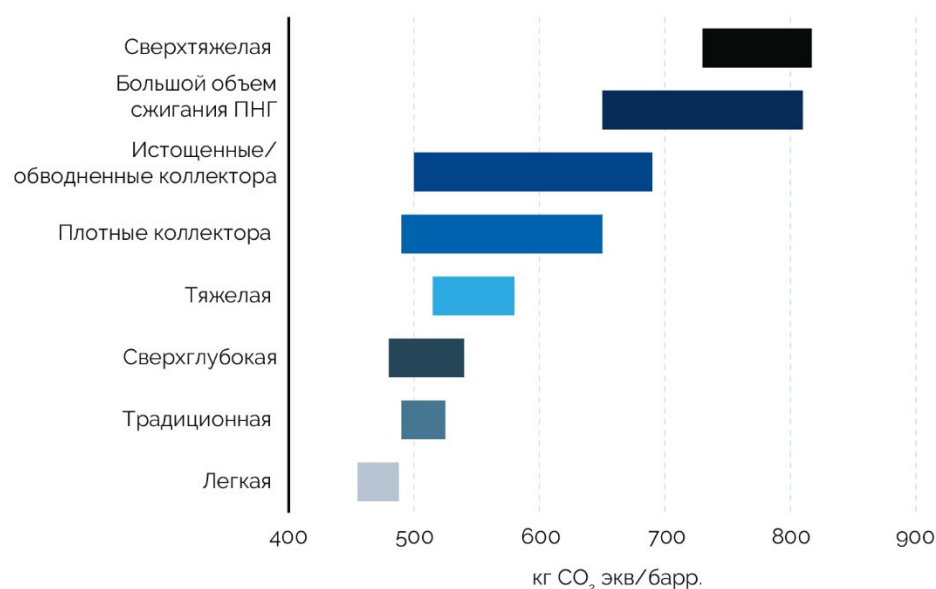
Источники: WEO 2005; WEO 2010; WEO 2015; WEO 2016; WEO 2017; WEO 2018; WEO 2019; WEO 2020.

¹⁷ Нетрадиционные нефть и газ относятся к запасам, доступ к которым невозможно получить с помощью традиционных методов бурения (нефть и газ плотных коллекторов, битуминозная нефть, сланцевая нефть, сверхвысоковязкая нефть, угольный метан, клатрат метана (газогидрат) и т.д.).

¹⁸ <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/improving-methane-data>

Уровень выбросов ПГ сильно зависит от типа добываемой нефти. Так, если для полного цикла (от добычи до сжигания) легкой и традиционной нефти, этот показатель не превышает 525 кг CO₂-экв. на баррель, то средний показатель для нетрадиционной нефти варьирует от 570 (для сланцевой нефти) до 775 кг CO₂-экв. на баррель для сверхтяжелой нефти (рис. 4).¹⁹ Для добычи трудноизвлекаемой нефти (высоковязкая, нефтяные пески), нефти глубоководного шельфа, нефти в резервуарах с высокой температурой и давлением, истощенных месторождениях компании стимулируют отдачу пласта при помощи увеличения давления. Такой метод более энергоемкий, а значит, с ним связан более высокий показатель выбросов ПГ по сравнению с традиционными проектами. Как уже отмечалось выше, доля добычи нефти с высокими выбросами ПГ постоянно растет, как и степень истощения и обводнения традиционных месторождений.

Рис. 4 - Уровни эмиссии ПГ полного цикла для различных типов нефти



Источник: Gordon D. et al. Know your oil; creating a global climate-oil index. Carnegie Endowment for International Peace. 2015.
<http://carnegieendowment.org/2015/03/11/knownyour-oil-creating-global-oil-climate-index/l3oy>

Что касается нетрадиционного газа, разброс показателей эмиссии ПГ здесь не такой большой, как у нефти. Дополнительные выбросы образуются, в основном, на этапе заканчивания скважин²⁰²¹. При производстве сухого газа утечки метана не являются серьезной проблемой (большинство утечек при добыче газа, как правило,

¹⁹ Следует подчеркнуть, что эти оценки основаны на определенных бенчмарках, а не на полномасштабных измерениях, и потому могут корректироваться в будущем.

²⁰ Climate impact of potential shale gas production in the EU Final Report, Report for European Commission DG CLIMA AEA/R/ED57412 Date 30/07/2012 Issue 2

²¹ <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-tight-resources-canada/environmental-considerations-shale-and-tight-resource-development/17682>

происходит из старых вертикальных скважин просто в силу старения материалов и т.д.).

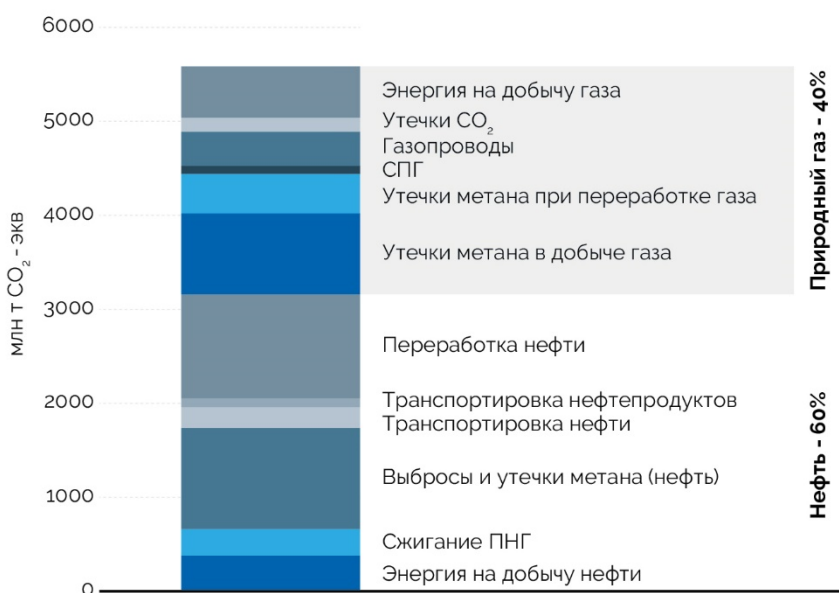
Структура выбросов ПГ от деятельности нефтегазового сектора

На долю нефтяной и газовой отраслей приходится соответственно 60% и 40% выбросов нефтегазового сектора (рис. 5). Большая часть выбросов ПГ от деятельности нефтегазового сектора связана с наземными операциями - с выбросами метана, CO₂ (компонента водонефтяной или газовой смеси при добыче) и сжиганием ПНГ.

На эмиссию метана приходится 45% всех выбросов ПГ в нефтегазовой отрасли.

При этом выбросы и утечки метана в нефтегазовой отрасли имеют наибольшую долю в структуре выбросов ПГ и составляют 45% от суммарных выбросов. На втором месте – выбросы от деятельности НПЗ – 21%.

Рис. 5 - Структура эмиссии ПГ в нефтегазовом секторе в 2017 году



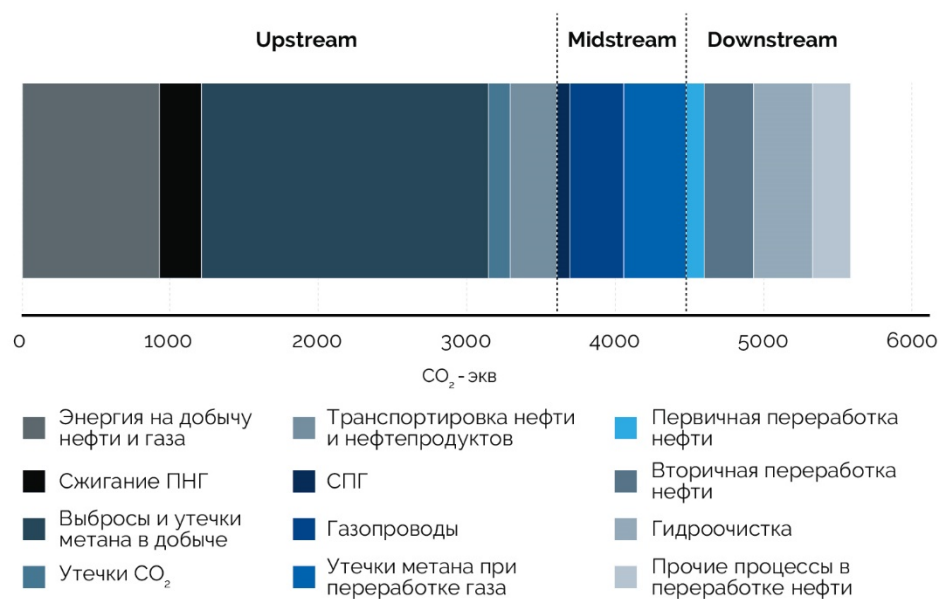
Источники: МЭА, World Energy Outlook 2018. Paris 2018.

Выбросы в нефтегазовом секторе можно структурировать по цепочке создания стоимости (добыча — транспортировка — переработка и сбыт), либо по так называемым «сферам охвата». Они во многом пересекаются, но существует и определенная специфика, которая далее будет описана подробно.

Эмиссия ПГ по цепочке создания стоимости

С точки зрения цепочки создания стоимости: добыча (upstream) — транспортировка (midstream) — переработка и сбыт (downstream), основной объем эмиссии ПГ нефтегазового сектора приходится на добычу (рис. 6).

Рис. 6 - Эмиссия ПГ по цепочке создания стоимости



Источник: МЭА, World Energy Outlook 2018, Paris 2018.

Добыча

Эмиссия ПГ в секторе добычи составляет 59% от суммарной эмиссии ПГ нефтегазового сектора, что в абсолютных значениях составило 3292 млн т CO₂-экв. в 2017 г. Основную долю эмиссии ПГ здесь составляют выбросы и утечки метана при добыче (59%), на втором месте — выбросы от энергообеспечения газодобычи — 28%.

Добыча нефти. В процессе добычи нефти энергия расходуется на обеспечение работы двигателей буровых установок, насосов, которые извлекают нефть или закачивают воду и другие жидкости для поддержания давления в коллекторах, и вспомогательного оборудования, используемого на производственных площадках. В 2017 г. МЭА оценило выбросы, связанные с этой деятельностью, на уровне 380 млн т CO₂-экв.

В процессе добычи нефти эмиссия ПГ происходят не только при энергоснабжении процесса добычи, но и при сжигании ПНГ — побочного продукта при добыче нефти. ПНГ сжигают в основном по экономическим причинам, потому что зачастую компаниям невыгодно строить дополнительную инфраструктуру для его сбора и транспортировки (до тех пор, конечно, пока не вводятся штрафы за выбросы от сжигания ПНГ). Так, в 2017 г. было сожжено 140 млрд м³ ПНГ, что соответствует 284 млн т CO₂-экв.

При сжигании ПНГ на факеле утилизируется не 100% метана, в 2017 г. таким образом в атмосферу было выброшено чуть более 3 млн т метана (84 млн т CO₂-экв.)²². Существуют и другие источники выбросов метана в процессе добычи нефти. Они сильно различаются по регионам, процессам и

²² В данной работе используется коэффициент перевода эмиссии метана в CO₂ равный 28.

оборудованию, но, по оценкам МЭА, в 2017 г. в результате операций по добыче нефти в мире было выброшено ещё 33 млн т метана (924 млн т CO₂-экв.). В 2020 г., по данным IEA Methane Tracker Database,²³ на фоне сокращения добычи суммарные выбросы метана от нефтедобычи снизились почти на 20% до составили 27,3 млн т (764 млн т CO₂ экв.).

Добыча газа. Многие источники выбросов ПГ в процессе добычи природного газа такие же, как и при добыче нефти – например, при энергообеспечении работы бурового оборудования, поддержания давления в пласте и вспомогательных служб. При этом уровень сжигания природного газа на факелах незначителен.

Особенность добычи природного газа состоит в том, что он может содержать многочисленные примеси: CO₂ (его объем может составлять до 50% от объема добытого газа), сероводород или диоксид серы. Перед транспортировкой газа на большие расстояния необходимо привести его в соответствие с требованиями по качеству, удаляя примеси, поскольку они могут привести к коррозии трубопроводов. Удаление примесей требует дополнительной энергии (и, соответственно, сопряжено с дополнительным углеродным следом), а кроме того, сам произведенный CO₂ зачастую просто выбрасывается в атмосферу, что приводит к эмиссии более 150 млн т CO₂-экв. в год по всему миру.

Как и в случае с нефтью, добыча природного газа также сопровождается выбросами метана в атмосферу. Однако, в отличие от нефти, выбросы от добычи природного газа, как правило, не ограничиваются сектором разведки и добычи, но могут также происходить во время транспортировки и распределения, поскольку транспортируемый природный газ представляет собой преимущественно метан. По оценкам МЭА, в 2017 г. выбросы метана в результате добычи природного газа составили 29 млн т (812 млн т CO₂-экв.). При этом в 2020 г., по данным IEA Methane Tracker Database, суммарные выбросы метана от газодобычи остались на том же уровне.

Транспортировка

Эмиссия ПГ при транспортировке нефти и газа составляют 14% от общих выбросов ПГ всего нефтегазового сектора (в абсолютных значениях в 2017 г. это составило 766 млн т CO₂-экв.). При этом основной объем выбросов приходится на транспортировку газа по газопроводам (48%), на втором месте находится транспортировка нефти (29%). При транспортировке природного газа по газопроводам главная проблема связана с выбросами ПГ на компрессорных станциях, потому что на них сжигается газ для обеспечения работы газоперекачивающих агрегатов.

²³ <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>

Транспортировка нефти. В 2017 г. выбросы парниковых газов при транспортировке сырой нефти составили 221 млн т CO₂-экв., а при транспортировке нефтепродуктов — 95 млн т. Основная часть транспортировки сырой нефти или нефтепродуктов осуществляется по трубопроводам и танкерами. Нефть также можно транспортировать по железной дороге или автомобильным транспортом, но низкая рентабельность этих методов по сравнению с трубопроводами и танкерами ограничивает их применение.

Для работы нефтепроводов и поддержания давления в системе требуются насосы, а иногда и нагреватели. К этому оборудованию нужно подвести энергию, для чего используют разные виды топлива, чаще всего нефть и газ.

Для работы нефтепроводов требуются насосы, а иногда и нагреватели, которые расположены по всей длине нефтепровода для поддержания давления в системе. Для обеспечения энергии, необходимой для этого оборудования, могут использоваться самые разные виды топлива, но наиболее распространенными являются нефть и газ.

Морские перевозки сырой нефти на дальние расстояния в основном осуществляются с помощью крупнотоннажных танкеров, большинство из которых использует в качестве топлива мазут. Торговля нефтепродуктами на дальние расстояния менее распространена, чем торговля сырой нефтью, поскольку НПЗ чаще всего строятся близко к потребителю.

Транспортировка газа. Для транспортировки природного газа к конечным потребителям используются трубопроводы или специальные танкеры для перевозки СПГ. По оценкам МЭА, в 2017 г. при транспортировке газа было эмитировано 15 млн т метана (420 млн т CO₂-экв.).

Газ, поступающий на установку для сжижения природного газа, обычно используется для обеспечения энергией этого и другого вспомогательного оборудования, необходимых для производства СПГ – на это в среднем тратится около 9% подаваемого газа. Во время транспортировки возникают дополнительные потери энергии: ежедневно «испаряется» 0,1-0,15% груза СПГ, а это означает, что общее количество потребляемого газа зависит от расстояния перевозки. Также газ часто используется как топливо для СПГ танкера, что тоже ведет к выбросам CO₂: например, маршрут длиной в 7500 км из США в Европу занимает около девяти дней, и около 1,3% груза СПГ будет потреблено и обеспечит выбросы CO₂ во время рейса. Таким образом, с учетом сжижения и регазификации обычно расходуется не менее 10% газа,

поступившего на терминал для сжижения.²⁴ Причем основная часть этого газа сжигается, а не выбрасывается в виде метана.

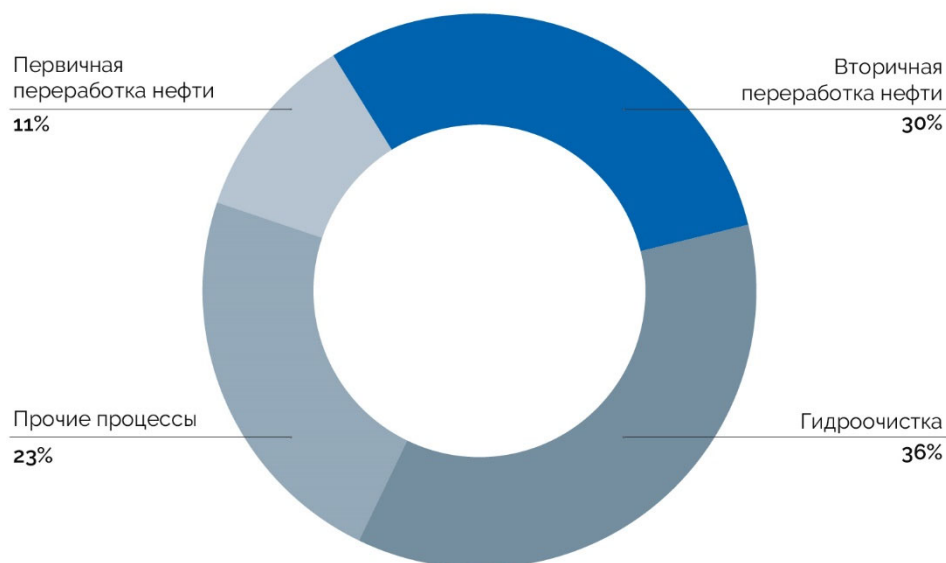
Трубопроводы обычно используются для транспортировки газа на более короткие расстояния, чем СПГ. Для работы газопровода необходимы компрессорные станции, поддерживающие давление в системе, сами станции нуждаются в энергоснабжении, а для их работы, в свою очередь, требуется энергия. Эти компрессоры могут запитываться от электросети, но чаще используется часть газа, транспортируемого по трубопроводу. Кроме того, трубопроводы стареют и становятся более подвержены утечкам.

Переработка и сбыт

Выбросы ПГ при переработке и сбыте нефти и газа составляют 1526 млн т CO₂-экв. На нефтепереработку приходится до 72% выбросов, остальное – на переработку газа (28%). Нефтепереработка — это главный процесс в цепочке создания стоимости в нефтяной отрасли, поскольку сырая нефть, как конечный товар, никому не нужна – покупателей интересуют продукты её переработки. Это весьма энергоемкий процесс, который приводит к значительным выбросам ПГ. В целом, при переработке нефти в 2017 г. выбросы ПГ составили около 1174 млн т CO₂-экв. в год. На НПЗ 50% выбросов обеспечивают печи и котлы, 20% — связанные с ними коммунальные услуги, около 15% — производство водорода на НПЗ.

Около двух третей выбросов ПГ на НПЗ приходится на вторичные процессы и гидроочистку. Таким образом, комплексность – количество вторичных процессов – на НПЗ является наиболее важным фактором, определяющим объемы его выбросов ПГ. Простые НПЗ, которые включают только первичную перегонку сырой нефти и малый объем процессов гидроочистки, имеют относительно низкую интенсивность выбросов. Более комплексные НПЗ дают гораздо более высокие объемы выбросов (рис. 7).

²⁴ Оценка сделана на примере расхода сырьевого газа в качестве топлива для австралийских заводов СПГ. (9%, https://www.energy.gov.au/sites/default/files/australian_energy_statistics_2019_energy_update_report_september.pdf) и испарения СПГ газа в ходе транспортировки (за 10-дневный рейс при среднем расходе 0,1% в сутки испарится около 1% от груза).

Рис. 7 - Эмиссия ПГ в нефтепереработке

Источник: МЭА; World Energy Outlook 2018. Paris, 2018.

Качество сырой нефти, используемой в качестве сырья, также влияет на уровень выбросов, поскольку оно тесно связано с конфигурацией НПЗ. По сравнению с переработкой легкой нефти, переработка тяжелой нефти приводит к большему объему выбросов ПГ²⁵.

Выбросы ПГ по сферам охвата 1, 2 и 3

Сфера охвата (Scope) выбросов ПГ устанавливается для обеспечения комплексной оценки выбросов ПГ и выявления возможности сократить выбросы на производственных объектах и за их пределами. Концепция сферы охвата уже более 20 лет используется в рамках Протокола по ПГ (GHG Protocol)²⁶. Этот протокол представляет собой комплексный, глобальный набор стандартов измерения и управления выбросами ПГ на предприятиях различных отраслей и форм собственности. GHG Protocol поддерживает наиболее распространенные в мире стандарты учета выбросов ПГ.

Международная некоммерческая отраслевая ассоциация International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA),²⁷ представляющая нефтегазовый сектор в рамках РКИК и МГЭИК ООН, разработала на основе GHG Protocol руководство²⁸ по учету выбросов ПГ в нефтяной промышленности и поддерживает его. В этих документах выделяются три сферы охвата – “Scopes” (рис. 8):

²⁵ Estimating the petroleum industry value chain (scope 3) greenhouse gas emissions — Overview of methodologies. IPIECA / API. 2016; IEA; WEO 2018.

²⁶ <https://ghgprotocol.org/about-us>

²⁷ <https://www.ipieca.org/>

²⁸ Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions - 2nd edition / <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/petroleum-industry-guidelines-for-reporting-greenhouse-gas-emissions-2nd-edition/>

Сфера охвата 1 — прямые выбросы: выбросы ПГ из источников, находящихся в собственности или в управлении компании. К ним относятся, например, выбросы при сжигании топлива или технологические выбросы, не связанные со сжиганием.

Сфера охвата 2 — косвенные энергетические выбросы: выбросы при производстве электрической или тепловой энергии, используемой в производственных процессах компании и поставляемой со стороны.

Сфера охвата 3 — прочие косвенные выбросы - это косвенные выбросы, связанные с деятельностью компании, но происходят из источников, принадлежащих или контролируемых другими организациями. К таким источникам выбросов относятся, например, производство потребляемого сырья и топлива, транспортировка грузов и использование производимой продукции потребителями²⁹. Это также включает другие источники косвенной эмиссии – например, транспортных средств сотрудников и пр. Другими словами, эмиссия ПГ от сферы охвата 3 включает косвенные выбросы в результате деятельности цепочки создания стоимости, не включенные в сферы охвата 1 и 2.

Рис. 8 - Сферы охвата выбросов ПГ



Источник: Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions. 2nd ed.

При этом у разных компаний нефтегазовой промышленности сферы охвата отличаются. Например, выбросы при переработке для НПЗ будут относиться к сфере охвата 1, а для компании, занимающейся только разведкой и добычей или для нефтехимической компании - к сфере охвата 3³⁰. Для ВИНК в сферу охвата 1 войдут: разведка и добыча, переработка нефти и газа, логистика товаров и персонала (командировки), транспортировка, сжигание собственного топлива для генерации электроэнергии, тепла и холода. Также в сферу

²⁹ http://greening-sochi2014.isedc-u.com/docs/otchety/2013/lssledovanie-institutcionalnykh-aspektov-po%20uglerodnoi-otchetnosti_ru.pdf

³⁰ Оценка выбросов ПГ в цепочке создания стоимости в нефтегазовой отрасли (сфера охвата 3).

охвата 1 может входить производство биотоплива, синтетического топлива, водорода (помимо производства на собственных НПЗ. Сфера охвата 2 будет включать в себя закупку электроэнергии, тепла, холода и пара. А Сфера охвата 3 для ВИНК включает в себя выбросы ПГ от конечного потребления продукции компании - например, от сжигания проданного компанией топлива в бензобаках автомобилей, или от переработки проданной компанией нефти на НПЗ другой компании, или от использования нефтепродуктов для производства нефтехимии на заводе другой компании.

Для вертикально интегрированных нефтегазовых компаний выбросы ПГ в сфере охвата 3 в среднем в 7 раз превышают выбросы в сферах охвата 1 и 2 (табл. 1). В целом, если на сферы охвата 1 и 2 нефтегазового сектора приходится 12% всех глобальных эмиссий, то на сферу 3 – еще около 33% глобальных выбросов³¹.

При этом следует отметить, что методология подсчета выбросов в сфере охвата 3 пока вызывает большие дискуссии (поскольку включают те элементы, которые компании сами не контролируют, и зачастую не имеют доступа к соответствующей информации по ним), и компании оценивают свои выбросы в сфере охвата 3 по-разному³². Тем не менее, приведенные цифры показывают, что для нефтегазового сектора в сфере охвата 3 находится основной объем выбросов CO₂.

Таблица 1 - Выбросы ПГ по сферам охвата некоторых международных нефтегазовых компаний

	Выбросы ПГ в сферах охвата 1,2	Выбросы ПГ в сфере охвата 3	Соотношение
BP	55	360	7
Conocophillips	20,5	173,4	8
ENI	43	252	6
Total	41,5	410	10
Shell	116	576	5
Chevron	57	639	11
Exxon Mobil	120	570	5
Repsol	25,2	180	7
Среднее значение			7

Источники: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по официальным сайтам и отчетности компаний.

Выбросы ПГ нефтегазовых компаний, относящиеся к сфере охвата 3 (косвенные выбросы, за исключением собственных энергетических нужд, то есть в основном - потребление углеводородов, произведенных компаниями) примерно в 7 раз больше, чем сферы охвата 1 и 2 в сумме.

³¹ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>

³² <https://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/Scope-3-emissions-reporting-guidance-2016.pdf>
<https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard>

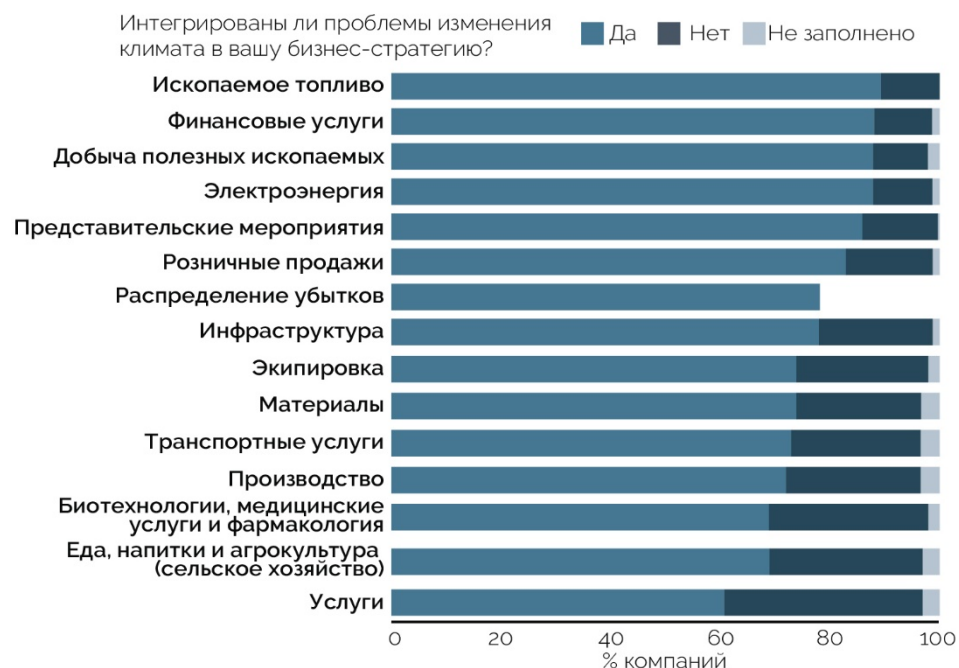
ЦЕЛИ, СТРАТЕГИИ И МЕТОДЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ КОМПАНИЙ

Цели декарбонизации крупнейших международных компаний

Большинство компаний нефтегазового сектора при разработке своих бизнес-стратегий уже учитывают климатическую проблематику – в большей мере, чем компании из других отраслей – в первую очередь из-за чувствительности спроса на углеводороды к климатической повестке и декарбонизации.

Тренд декарбонизации всё сильнее влияет на нефтегазовые компании (рис. 9). Парижское соглашение по климату, цели устойчивого развития ООН³³ и рекомендации Рабочей группы по вопросам раскрытия финансовой информации, связанной с изменениями климата (Task Force on Climate-related Financial Disclosures - TCFD)³⁴ создали значимые стимулы для компаний отрасли начать формулировать свои стратегии декарбонизации и раскрывать усилия, предпринимаемые ими в данном направлении. Этот тренд постоянно усиливается, к нему присоединяется все больше компаний со всего мира – если в 2016 г. только 5 нефтегазовых компаний публично сформулировали обязательства по сокращению выбросов ПГ, то к 2019 г. их число возросло до 15. Даже прежде никогда не раскрывавшая отчетности по своим выбросам китайская корпорация PetroChina в августе 2020 г. объявила о своих намерениях к 2050 г. сократить эмиссию ПГ до нулевого нетто-показателя и начать инвестирование в геотермальную, ветровую и солнечную энергетику, а также в пилотные водородные проекты³⁵.

Рис. 9 - Учет изменения климата в бизнес-стратегиях компаний из разных отраслей



Источник: CDP 2019.

³³ Подробно о том, как ЦУР соотносятся с деятельностью нефтегазовой отрасли см. <https://www.undp.org/content/undp/en/home/librarypage/poverty-reduction/mapping-the-oil-and-gas-industry-to-the-sdgs--an-atlas.html>

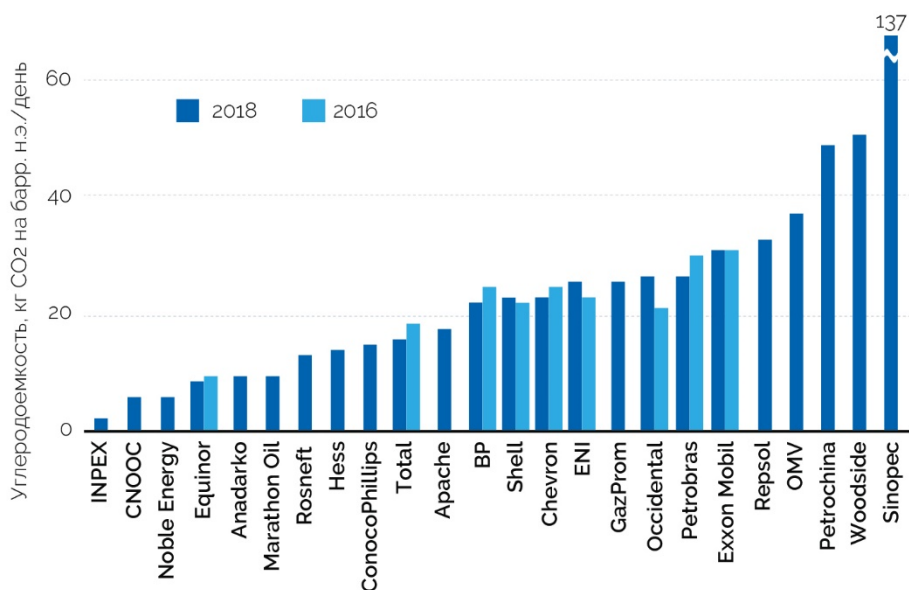
³⁴ <https://www.fsb-tcfd.org/>

³⁵ <https://www.reuters.com/article/us-china-petrochina-results-idUSKBN25N1CC>

Сегодня уже большинство компании нефтегазового сектора при разработке своих бизнес-стратегий учитывают климатическую проблематику – в большей мере, чем компании из других отраслей, входящих в проект по раскрытию информации о выбросах углерода (Carbon Disclosure Project - CDP)³⁶. Видимо, это связано с тем, насколько чувствителен к климатической повестке и декарбонизации весь рынок углеводородов: в долгосрочной перспективе многие стратегические инвестиции в нефтегазовые проекты уже могут оказаться экономически нецелесообразными.³⁷

Внутри нефтегазового сектора позиции компаний с точки зрения их эмиссий ПГ сильно различаются. Европейские компании работают в среде, где регулирование выбросов ПГ существует уже давно (например, в Норвегии углеродный налог был введен еще в 1992 г.), в результате, их деятельность отличается сравнительно низкой углеродоемкостью (рис. 10), они больше сфокусированы на развитии газового бизнеса и инвестировании в ВИЭ и другие чистые технологии, в том числе в установки для улавливания, хранения и использования углерода (CCUS)³⁸.

Рис. 10 - Интенсивность выбросов ПГ при добыче у крупнейших международных компаний



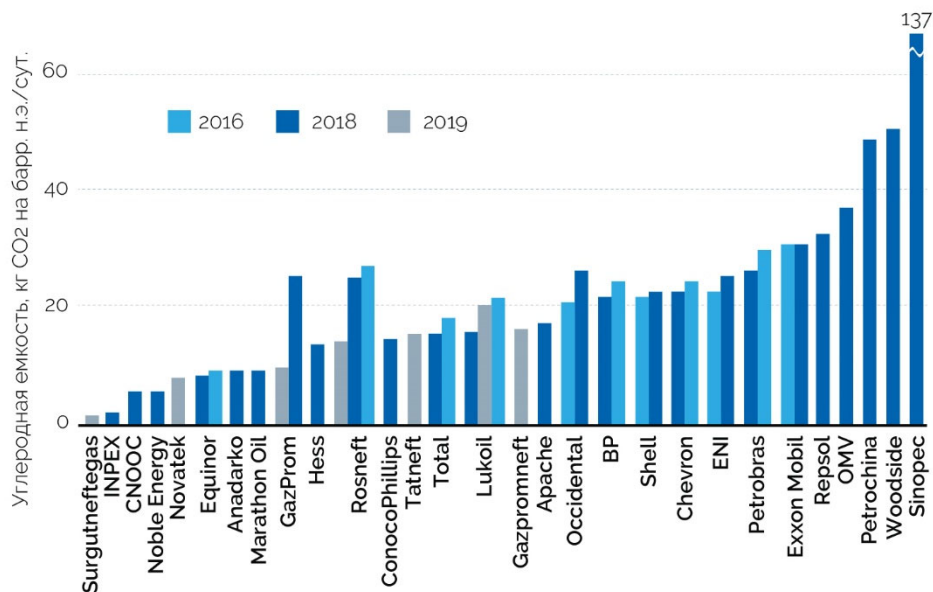
Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным отчетности CDP (отчеты CDP по нефтегазовой отрасли 2016 и 2018 годов).

Скорость сокращения углеродоемкости отдельных компаний также заметно различается – например, у Petrobras быстрее всего идет сокращение удельных выбросов ПГ, а у Occidental — наоборот наблюдается рост (рис. 11).

³⁶ <https://www.cdp.net/en/>

³⁷ Carbon Tracker "Fault Lines: How diverging oil and gas company strategies link to stranded asset risk", October 2020.

³⁸ Equinor 2020 Q3.

Рис. 11 – Изменение удельного объема выбросов ПГ в процессе производства

Источники: отчеты CDP по нефтегазовой отрасли 2016, 2018 и 2019 годов.

За последние несколько лет многие компании нефтегазового сектора начали принимать добровольные обязательства по сокращению выбросов ПГ.

За последние несколько лет многие компании нефтегазового сектора добровольно приняли на себя обязательства по сокращению выбросов ПГ (табл. 2). В основном, эти обязательства касаются сфер охвата 1 и 2 (со средними годовыми темпами сокращения выбросов на 0,3–1,7%)³⁹, однако некоторые компании идут дальше и уже принимают обязательства и по сфере охвата 3. Но следует понимать, что, невзирая на амбициозность отдельных заявлений (и сомнения ряда наблюдателей в реалистичности их выполнения), всех принятых на данный момент обязательств со стороны компаний нефтегазового сектора еще далеко недостаточно для выполнения целей Парижского соглашения⁴⁰ – так что неизбежно потребуются новые более масштабные сокращения, причем со стороны гораздо более широкого круга компаний.

³⁹ Отчеты CDP 2019 г. и анализ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

⁴⁰ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>

Таблица 2 - Климатические обязательства крупнейших международных нефтегазовых компаний и затрагиваемые ими сферы охвата (полностью или частично)

Компании	Климатические обязательства
BP	1. Оптимизация производственной деятельности компании для достижения нулевых выбросов к 2050 г. или ранее, нулевые выбросы углеродсодержащих соединений при производственной деятельности нефтегазового сектора к 2050 г. или ранее (сферы охвата 1 и 2). 2. Сокращение углеродоемкости реализуемой продукции на 50% и сокращение выбросов метана на 50% (сфера охвата 3). 3. Рост использования электроэнергии из ВИЭ до 50 ГВт.
Total	1. Достижение нулевых выбросов при осуществлении производственных операций к 2050 г. или ранее (сферы охвата 1 и 2). 2. Снижение уровня выбросов ПГ в мировом масштабе к 2030 г. по сравнению с 2015 г. (сфера охвата 3). 3. Сокращение углеродоемкости на 60% или более к 2050 г. (сферы охвата 1, 2, 3). 4. Достижение нулевых нетто-выбросов в разрезе потребления производимой продукции в Европе к 2050 г. (сферы охвата 1, 2, 3) и сокращение выбросов на 30% к 2030 г. (сфера охвата 3).
ENI	Достижение 80% сокращения нетто-эмиссий от всего жизненного цикла продаваемой продукции к 2050 г. (сферы охвата 1, 2 и 3) и 55% снижение интенсивности эмиссий.
Shell	Достижение нулевых выбросов к 2050 г. или ранее (сферы охвата 1 и 2); снижение углеродоемкости на 30% к 2035 г. и на 65% к 2050 г. по сравнению с 2016 г. (сфера охвата 3); соответствие ожиданиям общества ⁴¹ .
Equinor	Достижение нулевых выбросов к 2050 г., сокращение абсолютных выбросов ПГ (сферы охвата 1 и 2) при осуществлении производственных операций в Норвегии на 40% к 2030 г., на 70% к 2040 г.; сокращение выбросов более чем на 5 млн т к 2030 г. по сравнению с 2005 г. ⁴²
Repsol	Достижение нулевых нетто-выбросов к 2050 г. (сферы охвата 1, 2 и 3).
ExxonMobil	Снижение углеродоемкости выбросов ПГ на 10% к 2023 г. по сравнению с 2016 г. ⁴³
Chevron	40% сокращение углеродоемкости производства нефти и 26% - производства газа к 2028 г. (по сравнению с 2016 г.) 53% сокращение удельной эмиссии метана к 2028 г.
ConocoPhillips	Сокращение удельных эмиссии ПГ на 15% (CO ₂ -экв. на баррель) к 2030 г. по сравнению с 2017 г.
PetroChina	Достижение нулевых выбросов к 2050 г. ⁴⁴ в соответствии с разработанной стратегией низкоуглеродного и «зеленого» развития (уже создано специальное подразделение по управлению низкоуглеродным производством); компания активно участвует в деятельности OGCI ⁴⁵ .
CNOOC	10 июня 2019 г. Китайская государственная нефтегазовая корпорация (CNOOC) впервые опубликовала план работ по экологическому развитию, где были четко обозначены краткосрочные (на 2020 г.), среднесрочные (на 2035 г.) и долгосрочные обязательства (на 2050 г.), касающиеся развития «зеленых» нефтяных месторождений, использования экологически чистой энергии и достижения низкоуглеродных выбросов. Корпорация выполняет требования национальной политики в области изменения климата и включает управление низкоуглеродными технологиями в общий процесс разработки нефти и газа ⁴⁶

Источник: Центр энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний, Infosys⁴⁷

⁴¹ <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/shells-ambition-to-be-a-net-zero-emissions-energy-business.html#iframe=L3dlYmFwcHMvY2xpbWFOZV9hbmWJpdGlvbi8>

⁴² <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/climate-and-sustainability/climate-roadmap-2020.pdf>

⁴³ <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/energy-and-carbon-summary/Energy-and-carbon-summary.pdf>

⁴⁴ <https://www.globalbusinessoutlook.com/etrochina-commits-become-carbon-neutral/#:~:text=Company%20President%20Duan%20Liangwe%20told,well%20as%20pilot%20hydrogen%20projects.%E2%80%9D>

⁴⁵ <http://www.petrochina.com.cn/ptr/xhtml/images/2019kcxzfzbgcn.pdf>

⁴⁶ <https://www.cnooc.com/col/col46301/index.html>

⁴⁷ <https://www.infosys.com/insights/industry-stories/oil-gas-industry.html>

Разработка стратегии декарбонизации — это комплексный многоступенчатый процесс, уникальный для каждой отдельной компании и зависящий от структуры ее активов, производственных технологий, и регулирования.

Несмотря на анонсирование амбициозных долгосрочных целей, они не всегда сопровождаются конкретными задачами на краткосрочную перспективу, что облегчило бы оценку прогресса и повысило бы ответственность топ-менеджмента. В целом, компании, как правило, не раскрывают подробно, как именно они планируют достичь этих долгосрочных целей. Краткосрочные цели компаний по снижению выбросов обычно еще менее амбициозные. В связи с этим существует заметный скептицизм в отношении реалистичности выполнения этих обязательств – так что компаниям придется доказывать, что они действительно движутся к выполнению взятых на себя обязательств.

Разработка стратегии декарбонизации

Декарбонизация нефтегазовой отрасли и ее отдельных предприятий — это комплексный и многоступенчатый процесс. Ни у одной компании в отрасли пока не наработаны комплексные компетенции в этой сфере, поэтому, чтобы достичь заявленных сокращений выбросов, каждая компания методом проб и ошибок ищет свой набор мер и инициатив. При этом важно подчеркнуть, что для осуществления декарбонизации вряд ли возможно найти универсальный подход, который будет оптимальным для всех компаний сектора и с точки зрения сокращения эмиссии, и по критерию экономической эффективности.

Несмотря на общность конечной цели - снижение углеродного следа - компании различаются как по стартовым позициям (география, структура и качество активов, в том числе с точки зрения удельного углеродного следа на тонну добычи) так и по жесткости регулирования в основных юрисдикциях операций (наличие углеродного рынка, схем поддержки ВИЭ и т.д.). В связи с этим компании выбирают наиболее подходящие направления декарбонизации применительно к отдельным филиалам, производственным процессам и регионам, формируя наиболее подходящую структуру инвестиционного портфеля. Например, можно видеть явное различие между вариантами декарбонизации для нефтяного и для газового бизнеса – последний должен больше внимания уделять сокращению эмиссии в сегментах транспортировки и сбыта.

На первом этапе все компании так или иначе вынуждены осуществить ряд первоначальных организационных и управленческих шагов, без которых декарбонизация обычно не продвигается:

- **Оценка и раскрытие углеродного следа:** актуализация методики расчета прямых (сфера охвата 1) и косвенных (сферы охвата 2 и 3) выбросов ПГ компании, разработка методик прогнозирования выбросов ПГ, подготовка отчетности по выбросам ПГ при основной

производственной деятельности нефтегазового сектора (сфера охвата 1) за последние пять лет, а также в разрезе сфер охвата 2 и 3 с использованием общепринятых методик подсчета выбросов и последующим независимым аудитом. Важный вопрос заключается в том, делает ли компания все оценки исключительно на основе собственных данных или позволяет третьим сторонам самостоятельно собирать информацию по выбросам ПГ.

- **Сценарный анализ климатических рисков компании** в соответствии с рекомендациями TCFD, ранжирование этих рисков и выявление приоритетных рисков.
- **Разработка климатической стратегии компании**, установление средне- и долгосрочных климатических целевых ориентиров компании в части эмиссий парниковых газов в соответствии с методологией Science Based Targets initiative (SBTI)⁴⁸.
- **Изменение корпоративной системы управления**: определение руководителей, ответственных за реализацию климатической стратегии (или в целом ESG-политики) и введение централизованных целевых показателей декарбонизации и связанных с ними КПЭ в систему мотивации. Важно повышение приоритетности климатического управления – уже во многих случаях эти функции реализуются в рамках Стратегических или Финансовых департаментов под персональным контролем генеральных директоров. Наилучшей практикой является интеграция декарбонизации в стратегические и инвестиционные решения посредством введения внутренней цены на CO₂.

Крупнейшие международные компании разрабатывают или уже применяют достаточно много разнообразных методов сокращения выбросов. Список инициатив постоянно меняется и обновляется, так как компании непрерывно приобретают новый опыт в данной области и приближаются к более точному пониманию эффективности применяемых мер.

В целом все мероприятия можно условно разделить на шесть групп: операционные методы, эффективная монетизация метана и попутного газа, перевод предприятий на низкоуглеродные источники энергии, методы корпоративной стратегии, а также методы глубокой декарбонизации – улавливание, хранение и CO₂ и использование водорода в цепочке создания стоимости.

К общим для всех компаний приоритетам, в том числе выделенным в рамках Глобальной нефтегазовой климатической инициативы (Oil and Gas Climate Initiative –

К общим для всех компаний приоритетам относятся снижение энергоемкости производственных процессов и сокращение выбросов метана.

⁴⁸ <https://sciencebasedtargets.org/>

OGCI)⁴⁹, относятся снижение энергоемкости производственных процессов и сокращение выбросов метана – возможность не только сократить выбросы, но и монетизировать прежде терявшиеся ресурсы – стимулирует компании обращать больше внимания именно на эти методы декарбонизации. Растущую популярность приобретает среди нефтегазовых компаний и коммерциализация технологий CCUS. Все эти методы можно распределить и по сферам охвата – некоторые позволяют снизить эмиссии только в одной сфере охвата, другие (например, операционные) – сразу в нескольких сферах охвата (рис. 12)

Рис. 12 - Методы декарбонизации нефтегазовой отрасли и их применимость по сферам охвата



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Операционные методы

Повышение операционной эффективности

Повышение операционной эффективности в основном нацелено на снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению углеродного следа.

Относительно невысокий уровень цен на углеводороды привлек дополнительное внимание к системе управления оптимизацией производства (табл. 3), включающей элементы комплексного и системного управления качеством, концепцию Lean и методику «шесть сигм». Большинство нефтегазовых компаний постоянно фокусируются на повышении операционной эффективности и снижении затрат путем выявления и внедрения лучших практик, программ непрерывного совершенствования и строгого контроля за соблюдением регламентов.

⁴⁹ <https://oilandgasclimateinitiative.com/>

Таблица 3 - Типичные элементы системы управления оптимизацией производства

Типичные элементы системы управления оптимизацией производства (OEMS)					
Стратегия и управление	●	●	●	●	●
Организация и возможности	●		●	●	●
Управление эффективностью	●			●	●
Управление изменениями	●	●		●	●
Планирование и оптимизация	●		●		●
Операционная деятельность и производство	●	●	●	●	●
Управление целостностью производственных объектов	●	●	●	●	●
ОТ, ПОБ и ООС	●	●	●	●	●
Поддержание в силе договоров	●	●	●	●	●
Проекты капитального строительства, управление и исполнение	●	●	●	●	●
Управление операционными рисками	●			●	●
Управление в критической ситуации	●	●	●	●	●
Ответственность сторонних лиц	●	●	●	●	●
Управление информацией	●			●	●

Источники: Bain&Co, сайты компаний.

Например, компании Shell и Suncor внедрили у себя принципы бережливого производства. К ним относятся: картирование потока создания ценности, методика «шесть сигм», используемая для картирования технологических процессов, поиска утечек эффективности из-за ошибок растрачивания, простоя оборудования, логистических ошибок и ошибок планирования⁵⁰.

Следует отметить, что для добычи на суше всё чаще используются методы, ранее применявшиеся только на морских платформах (например, уплотнение - привлечение минимального количества людей и ресурсов).

Хотя основной целью повышения операционной эффективности является снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению углеродного следа. Например, более качественные материалы, план распределения рабочих, дистанционная диагностика и профилактическое обслуживание скважин приведут, соответственно, к сокращению перемещений ремонтных бригад, оптимизации логистики и уменьшению времени простоя скважин (что часто сопровождается непроизвольными потерями энергии).

⁵⁰ <https://www.sixsigmadaily.com/lean-processes-help-improve-global-oil-gas-industry/>

Переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов

Компании нефтегазового сектора все активнее следуют принципам циркулярной углеродной экономики: используют и перерабатывают CO₂, занимаются преобразованием выбросов в продукты с меньшим углеродным следом и уменьшают углеродный след за счет повторного использования материалов и ресурсов.

Концепция циркулярной углеродной экономики (circular carbon economy)⁵¹ была разработана компанией Saudi Aramco как продолжение концепции экономики замкнутого цикла (циркулярной экономики). Это новый подход к сокращению выбросов ПГ и достижению корпоративных климатических целей. Эта концепция направлена на сокращение потребления ресурсов при сохранении объема выпуска товаров и услуг, она предполагает повторное и вторичное использование, а также переработку того, что не может быть использовано повторно. Такая модель поведения позволяет перейти к более устойчивому использованию ресурсов, минимизируя количество задействованных ресурсов и отходов и, как следствие, выбросов ПГ. Основные принципы данного подхода — «4R»: reduce (сокращение), reuse (повторное использование), recycle (переработка), remove (удаление).

В рамках данной концепции (рис. 13) большинство методов декарбонизации относится к сегменту «сокращение», так как они предполагают только сокращение выбросов CO₂. Технологий, в которых сочетаются несколько подходов, например, повторное использование CO₂, переработка CO₂ и удаление CO₂ из атмосферы, и которые могут быть применимы в нефтегазовом секторе, очень мало. Решения, где присутствуют «3R», разрабатываются в смежных отраслях, таких как химическая промышленность, производство синтетического топлива, строительство и производство материалов, природопользование.

⁵¹ <https://www.aramco.com/en/making-a-difference/planet/the-circular-carbon-economy>

Рис. 13 - Методы декарбонизации нефтегазовой отрасли в соответствии с концепцией «4R»

ЦИРКУЛЯРНАЯ УГЛЕРОДНАЯ ЭКОНОМИКА	
Сокращение (reduce)	Удаление (remove)
Низкоуглеродные источники энергии • Энергоэффективность • Повышение операционной эффективности • ВИЭ, за исключением биомассы • Аккумулирование электроэнергии • Использование низкоуглеродных источников энергии в морских перевозках • Сокращение утечек метана • Сокращение сжигания ПНГ • Использование установок рекуперации паров и уменьшения утечек метана на больших резервуарах • Отслеживание неконтролируемых выбросов на нерабочих скважинах в атмосферу • Использование вторичных энергетических ресурсов • Использование биотоплива в качестве сырья при нефтепереработке • «Голубой» водород • Улавливание CO₂	• CCUS • Прямое улавливание диоксида углерода из воздуха (DAC) • Лесовосстановление/инвестиционные проекты в естественные поглотители углерода; • Биоэнергетика с использованием технологии улавливания и хранения углерода (BECCS)
Переработка (recycle)	
	• «Зеленый» водород • Биоэнергетика с использованием технологии улавливания и хранения углерода (BECCS) • Энергия биомассы
Повторное использование (reuse)	
	• Технология CO₂-EOR (технология закачки углекислого газа под давлением в пласт) • Синтетические топлива

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Сокращение

К категории «Сокращение» (Reduce) относятся следующие методы снижения эмиссии ПГ: энергоэффективность и переход на низкоуглеродные источники энергии (ВИЭ, атомная энергия, водород).

Энергоэффективность является одним из наиболее эффективных подходов в этом секторе. В соответствии с исследованиями Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA), быстрый переход на ВИЭ в сочетании со стратегиями энергоэффективности могут обеспечить более 90% связанных с энергетикой сокращений выбросов CO₂ для достижения объявленных на национальном уровне климатических целей⁵². Кроме того, эффективное использование ресурсов и сокращение утечек и эмиссий углеводородов и их расхода на собственные нужды предприятий нефтегазового сектора также помогают сократить выбросы ПГ. Например, серьезной проблемой являются утечки углеводородов непосредственно на объектах трубопроводного транспорта нефти и газа. Обычно они вызваны ошибками конструкции, дефектами материалов и коррозией металла. Современные технологии позволяют существенно сократить как возникающие потери, так и выбросы ПГ, однако они используются не так часто, как должны.

⁵² Reduce: Non-bio renewable August 2020 International Renewable Energy Agency. <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/02-IRENA-Reduce.pdf>

Поскольку добыча нефти требует масштабного бурения и связана с огромными объемами бурового шлама, существует большой потенциал снижения углеродного следа за счет изменения стандартов в области утилизации бурового шлама, в частности технологий закачки шлама в пласт для повышения нефтеотдачи.

Применение новых технологий позволяет также использовать вторичные энергетические ресурсы, появляющиеся в рамках технологических процессов⁵³. Многие технологические процессы сопровождаются выделением большого количества неиспользуемой тепловой энергии, которая рассеивается в окружающей среде. Ее утилизация с привлечением новых технологий становится перспективной темой: работы по утилизации низкопотенциального тепла ведутся во многих развитых странах. В соответствии с традиционной практикой с этой целью используются генерирующие установки, работающие по технологии, основанной на органическом цикле Ренкина. Еще один вариант – когенерация, которая позволяет использовать тепло, получаемое при производстве электроэнергии, в производственных, нефтеперерабатывающих и химико-технологических операциях. Так, компания ExxonMobil использует когенерацию на собственных НПЗ, чтобы предотвратить выбросы 6 т ПГ в год⁵⁴.

Повторное использование

К повторному использованию (Reuse) относятся методы использования CO₂, который удалось уловить. Наряду с хорошо разработанными методами использования CO₂ для выпуска напитков и продуктов питания, охлаждения, пожаротушения, очистки воды и здравоохранения, производства удобрений и обеспечения повышенной нефтеотдачи, развиваются хорошо масштабируемые технологии по производству синтетических видов топлива, химикатов и использованию CO₂ в строительной отрасли. Повторное использование CO₂ может играть важную роль в циркулярной углеродной экономике, превращая отходы в ценные продукты и уменьшая углеродный след.

По данным МЭА, производство удобрений, повышение нефтеотдачи пластов и, наконец, производство продуктов питания, напитков и металлов позволяли использовать около 230 Мт CO₂ в год в 2015 г. (рис. 14)⁵⁵. При сохранении текущего тренда можно рассчитывать на незначительное увеличение использования CO₂ — до 270 Мт CO₂ в год к 2025 г. Новые технологии по преобразованию CO₂ в топливо (синтетический метан, синтетические жидкие топлива, синтетический метанол), в химикаты (промежуточные химические продукты,

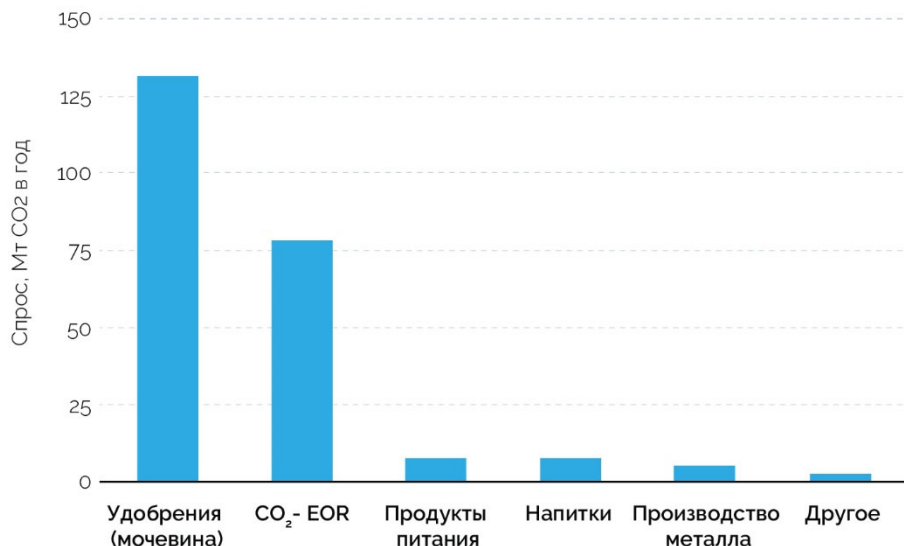
⁵³ Energy Statistics Manual / IEA. Paris, 2005. <https://webstore.iea.org/download/direct/746>

⁵⁴ <https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-environment/Tools-and-processes/Energy-efficiency/Avoiding-6-million-metric-tons-per-year-of-greenhouse-gas-emissions-through-cogeneration>

⁵⁵ IEA (2020) Reuse: Carbon Reuse. G20 Circular Carbon Economy Guide Report <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/04-IEA-Reuse.pdf>

полимеры, кальцинированная сода и пищевая сода) и строительные материалы (бетон из выбросов CO_2 и минерально-строительные материалы) являются наиболее перспективными и могут оказать большее влияние.

Рис. 14 - Структура глобального спроса на CO_2 в 2015 г.



Источник: МЭА (2020) раздел «Используй повторно»: Повторное использование углерода. G20 Circular Carbon Economy Guide Report.
<https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/04-IEA-Reuse.pdf>.

Технологии повторного использования CO_2 могут помочь не только сократить выбросы, но и сделать продукцию «углеродно-отрицательной».

Стоит отметить, что, согласно исследованиям, третичные методы повышения нефтеотдачи с использованием CO_2 могут не только снизить углеродный след добываемой нефти, но и сделать ее «углеродно-отрицательной» (NCNO)⁵⁶: благодаря использованию не-ископаемых источников CO_2 , количество утилизированного CO_2 превышает в этом случае выбросы от добычи и дальнейшего сжигания самой нефти в течение всего жизненного цикла.

К новым перспективным технологиям, использующим высокоэнергоемкие химические и биологические процессы для преобразования CO_2 , относятся: производство синтетических топлив (синтетический метан, синтетические жидкие топлива, синтетический метанол), химикатов (использование углерода из диоксида углерода - химические промежуточные продукты, полимеры, кальцинированная сода и пищевая сода) и новых строительных материалов (бетон и минерально-строительные материалы использующие CO_2), а также сверхкритические флюидные технологии (например,

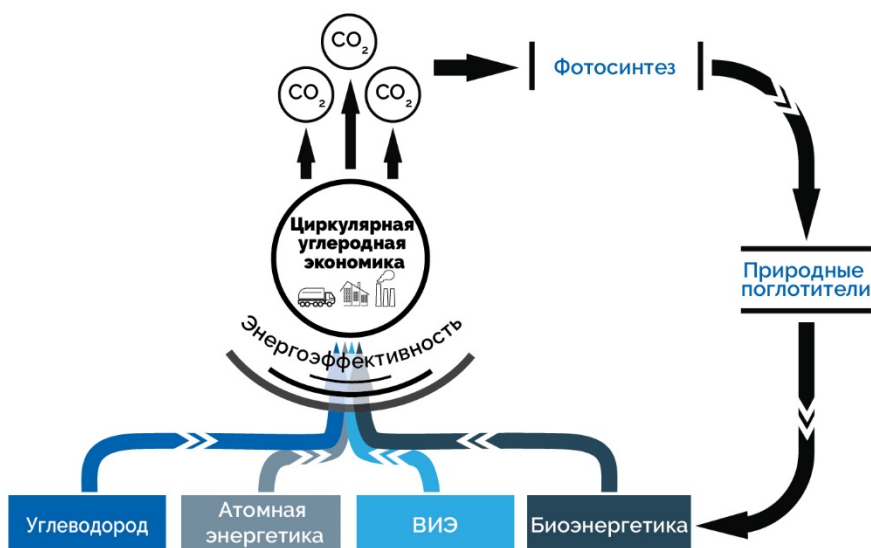
⁵⁶ Núñez-López V., Gil R., González-Nicolás A., Hovorka S. Carbon Balance of CO_2 -EOR for NCNO Classification // Energy Procedia. 2017. 114:6597-6603. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1803
https://www.researchgate.net/publication/319194859_Carbon_Balance_of_CO2_EOR_for_NCNO_Classification; Núñez-López V., Gil R., Hosseini Noosheri P., Hovorka S. Final report: Carbon Life Cycle Analysis of CO_2 -EOR for Net Carbon Negative Oil (NCNO) Classification work performed under agreement DE-FE0024433.
https://www.researchgate.net/publication/336375814_FINAL_REPORT_Carbon_Life_Cycle_Analysis_of_CO2-EOR_for_Net_Carbon_Negative_Oil_NCNO_Classification_WORK_PERFORMED_UNDER_AGREEMENT_DE-FE0024433

усовершенствованные циклы Брайтона и Ренкина, цикл Аллама) и, конечно, закачка воды с CO₂ в скважину с целью увеличения степени охвата залежи (CO₂-Enhanced recovery).

Переработка

К разделу «Переработка» (Recycle) можно отнести ряд технологий, в том числе использование биоэнергии совместно с технологиями улавливания и хранения CO₂ (BECCS)⁵⁷. С точки зрения естественного углеродного цикла, использование биоэнергии также рассматривается как часть циркулярной углеродной экономики⁵⁸. Если использовать выращенную посредством фотосинтеза биомассу, образованную с участием уже имеющегося в атмосфере CO₂, это не приводит к собственно добавлению углерода в атмосферу до тех пор, пока новый рост биомассы заменяет уже собранный объем (рис. 15). Таким образом, замена углеводов биотопливом позволяет сохранить неизменным объем CO₂ в атмосфере, снижая количество углерода в углеводородной цепи.

Рис. 15 - Добавление принципа «Переработка» в циркулярную углеродную экономику



Источник: Обзор руководства по циркулярной углеродной экономике.

Большой интерес представляет также использование биотоплива в нефтепереработке: нефть для переработки на традиционных НПЗ может быть не только добыта из недр, но и синтезирована на основе биотехнологий. Так, нефть из водорослей может быть переработана на обычных НПЗ с получением на выходе топлива, не отличающегося от привычного дизельного топлива. Нефть, получаемая из

⁵⁷ Некоторые источники относят BECCS к разделу «Удаление» циркулярной углеродной экономики, например, Saudi Aramco. https://www.ief.org/_resources/files/events/1st-ief-irena-seminar-on-renewable-and-clean-energy-technology-outlooks/ahmad-al-khowaiter.pdf

⁵⁸ Руководство по циркулярной углеродной экономике (CCE), CCE Guide Overview, King Abdullah Petroleum Studies and Research Center, август 2020 г. <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/00-CCE-Guide-Overview.pdf>

водородсодержащих, также обещает стать потенциальным сырьем для химической промышленности.

Данная технология еще не прошла коммерческую апробацию⁵⁹. Тем не менее, компании уже начинают внедрять ее. Так, например, Total трансформирует НПЗ Grandpuits в био-НПЗ к 2024 г. Инвестиции оцениваются на уровне более 240–300 млн евро. НПЗ La Mede уже преобразован в био-НПЗ. На био-НПЗ будут реализованы следующие процессы: производство возобновляемого дизельного топлива, предназначенного, в первую очередь, для авиационной промышленности, производство биопластика и переработка пластмасс. Между тем переработка нефти на заводе будет прекращена в первом квартале 2021 г., а хранение нефтепродуктов завершится в конце 2023 г.⁶⁰

Phillips 66 переоснащает свой НПЗ мощностью 120 тыс. барр./сут. в Родео (Калифорния) для производства возобновляемых видов топлива. Био-НПЗ будет производить 2,5 млн т возобновляемого дизельного топлива, возобновляемого бензина и экологически чистого авиакеросина. Завод будет использовать растительное масло, жиры и соевое масло⁶¹.

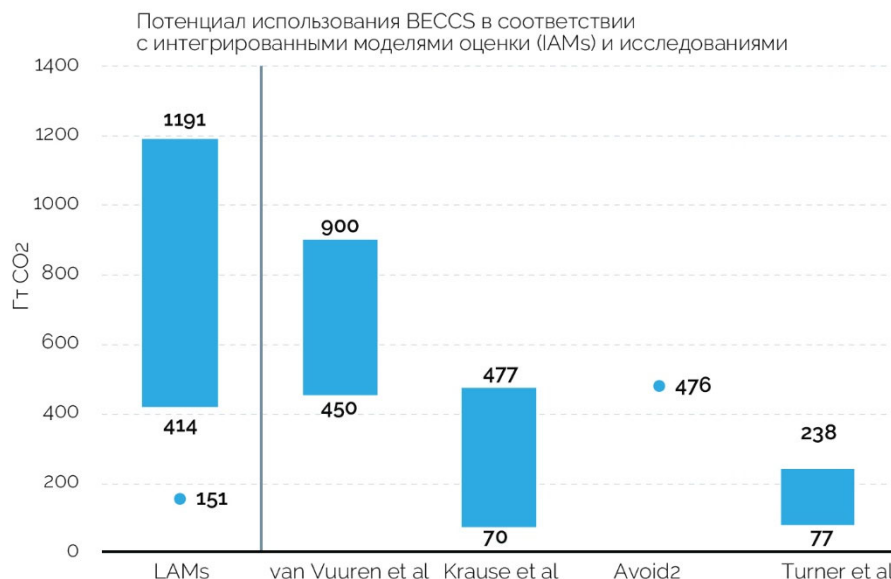
Биоэнергетика в сочетании с улавливанием и хранением углерода (технологии BECCS), в свою очередь, является технологией отрицательных выбросов. Ее потенциал, по разным оценкам, составляет от 3 до 7 Гт CO₂ в год к 2050 г.⁶² К 2100 г. оценка потенциала BECCS значительно варьируется (рис. 16).

⁵⁹ <https://corporate.exxonmobil.com/Research-and-innovation/Advanced-biofuels/Advanced-biofuels-and-algae-research>

⁶⁰ <https://www.total.com/media/news/actualites/energy-transition-total-is-investing-more-than-eu500-million-to-convert-its>

⁶¹ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/videos/market-movers-americas/101920-us-midstream-2020-elections>

⁶² Руководство по циркулярной углеродной экономике (CCE), CCE Guide Overview, King Abdullah Petroleum Studies and Research Center, August 2020, <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/00-CCE-Guide-Overview.pdf>

Рис. 12 - Оценка использования BECCS на период до 2100 г.

Источники: Исследование: Как природные проекты снижают необходимость использования технологии BECCS, Zeke Hausfather, <https://www.carbonbrief.org/analysis-how-natural-climate-solutions-can-reduce-the-need-for-beccs> (Слева) Нарастающее развертывание технологии BECCS в соответствии с интегрированными моделями оценки (IAMs), ограничивающими потепление до уровня ниже 1,5°C к 2100 г. по SSP, основано на данных Rogelj et al. (2018). Сценарий AIM SSP1 показан в виде «консервной банки», вне диапазона времени, чтобы подчеркнуть, что это единственная модель, отображающая значения ниже 400 гигаатонн CO₂. (Справа) Диапазон оценок потенциала технологии BECCS в исследованиях: van Vuuren et al. (2013), Krause et al. (2018), Avoid2 (2015), and Turner et al. (2018).

Исследования также показывают, что крупномасштабное применение технологии BECCS может оказать существенное влияние с точки зрения использования пресной воды, изменения наземных систем, целостности биосферы и биогеохимических потоков⁶³. Если выращивается больше биомассы, чем используется (леса и другие природные поглотители), то такие технологии хранения CO₂ должны относиться к категории «Удаление».

Согласно отчету IRENA, применение быстро развивающихся современных биоэнергетических технологий может увеличиться почти в пять раз к 2050 г.⁶⁴ При этом для достижения климатических целей должны быть постепенно сокращены наиболее распространенные сегодня традиционные виды использования биоэнергии.

⁶³ Biomass-based negative emissions difficult to reconcile with planetary boundaries Vera Heck 1,2 *, Dieter Gerten, Wolfgang Lucht and Alexander Popp, https://www.nature.com/articles/s41558-017-0064-y.epdf?sharing_token=LQpMwJif5MfWzXReOl9O8NRgNojAjWelgnR3ZoTvoOkhNv1HkUO82XZFYuXtY4gRoeX9acWvFM5DD025Q-fmDCjOnJ_tHvkGivOnGvYGLohl-SfXVi18RfeBBmCtXKunTPoi8AJAiaaw6e5EuXyd7JlgR47Uy6UwcdVj4bykFC3glGtKiAc-CfogoSVMbvMT56nVrdp7jev4dRKHuQhBqe7jKQBvWNi6Kf1HQQi5DQ1nWcSbNHjRzPb8GxIntzcOG2ZbdIbYAlKkuBjVeZ85QnfJTAwnL_QLLr9p5An6vOZKOW3dGOLj9iTuEwCAzpjn&tracking_referrer=www.carbonbrief.org

⁶⁴ International Renewable Energy Agency, 05. Recycle: Bioenergy <https://www.irena.org/wp-content/uploads/2020/08/05-IRENA-Recycle.pdf>

Рациональное использование энергетических ресурсов предприятиями нефтегазового сектора является одним из наиболее эффективных и дешевых способов сократить выбросы ПГ.

Удаление

К категории «Удаление» (Remove) относятся природные поглотители углерода, технологии улавливания и хранения CO₂, прямой захват из воздуха (Direct air capture – DAC), а также третичные методы повышения нефтеотдачи (EOR)⁶⁵. По оценкам GCCSI, на сегодняшний день в геологических формациях постоянно хранится 260 Мт CO₂, и данная технология подземного хранения постоянно развивается⁶⁶. Природные поглотители углерода становятся важными, но неосновными методами удерживания накопленного углерода и, по сравнению с геологическими хранилищами, удерживают его на более короткий период, поскольку накопленный углерод может быть быстро выпущен в атмосферу, например, в результате пожаров.

Энергоэффективность

Рациональное использование энергетических ресурсов предприятиями нефтегазового сектора является одним из наиболее эффективных и дешевых способов сокращения выбросов ПГ. Первым шагом в этом направлении является контроль показателей энергоемкости для выявления потенциальных зон повышения энергоэффективности. Необходимо учитывать неравномерность удельных показателей энергопотребления на различных нефтегазовых промыслах и предприятиях нефтегазового сектора в целом: показатели зависят от ряда факторов, включая особенности добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья⁶⁷.

Наиболее распространенными методами повышения энергоэффективности нефтегазового производства являются:

- увеличение количества энергоэффективного оборудования с высоким показателем энергосбережения;
- инвестирование энергоэффективности в процессе выполнения производственных операций;
- замена сжигания попутного нефтяного газа его использованием в качестве энергоресурса;
- преобразование существующих электростанций в когенерационные;
- повышение энергоэффективности операционной деятельности: внедрение энергоменеджмента, модернизация оборудования, цифровизация технологических и управленческих процессов⁶⁸⁶⁹.

⁶⁵ Технология EOR может быть также отнесена к принципу «Повторное использование».

⁶⁶ Принцип «Удаление»: CCS и DAC, отчеты GCCSI <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/06-GCCSI-Remove.pdf>

⁶⁷ <https://www.itm-power.com/item/37-shell-rheinland-refinery-update>

⁶⁸ <https://europetro.com/media/2018/4-ways-oil-gas-companies-can-improve-energy-efficiency>

⁶⁹ <https://europetro.com/media/2018/4-ways-oil-gas-companies-can-improve-energy-efficiency>; <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2019>

Для отдельных видов оборудования применимы соответствующие методы повышения энергоэффективности. Так, для повышения энергоэффективности котельных, обеспечивающих теплоснабжение предприятий сектора, целесообразно использовать анализаторы дымовых газов, уменьшать химический и физический недожог топлива, повышать эффективность процесса горения, повышать эффективность радиационного и конвективного теплообмена, обеспечивать уменьшение присосов воздуха в газоздушный тракт, улучшать изоляцию, проводить регулярное техническое обслуживание и рекуперацию тепловой энергии. Повышения энергоэффективности можно достичь благодаря регулярному техническому обслуживанию оборудования, применению ингибиторов и специального покрытия⁷⁰.

В области повышения энергоэффективности крупные нефтегазовые компании также задействуют тепловую энергию для отопления, строительство когенерационных установок для поставок электроэнергии в населенные пункты и использование парогазовых электростанций вместо традиционных. Такие методы позволяют использовать энергию, которая в противном случае привела к выбросам ПГ.

Сокращение потребления электроэнергии возможно благодаря предварительной фиксации фактов нерационального использования электроэнергии, которая становится возможной с применением веб-инструментов, отслеживающих, как улучшается энергоэффективность в режиме реального времени, так сделали, например, на производственных объектах в Нанканге и Жапу в Китае и на заводе смазочных материалов компании Shell в Тяньзине.

Компания Total реализовала инновационный проект повышения энергоэффективности DIESTA (Dual Internally and Externally Structured Tube for Air Coolers) для охлаждающих систем, предназначенных для сжижения газа⁷¹.

В рамках повышения энергоэффективности компания Aramco направляет долгосрочные инвестиции на реализацию проектов сокращения сжигания и более масштабной утилизации ПНГ, сокращает использование жидких углеводородов для производства электроэнергии в летнее время и переходит на газовое топливо. Для повышения энергоэффективности задействована когенерация — совместная генерация тепловой и электроэнергии и полезное использование тепла, образующегося в результате работы установок. Сокращение объемов сжигания топлива,

⁷⁰ <http://www.oil-gasportal.com/practice-and-technology-and-measures-for-improving-energy-efficiency-in-the-chemical-and-petrochemical-sector/>

⁷¹ <https://www.total.com/energy-expertise/exploration-production/oil-gas/innovating-produce-tomorrows-oil-and-gas>

которое было бы необходимо для обогрева объектов, приводит к сокращению выбросов ПГ⁷².

Для повышения энергоэффективности оффшорных объектов предусмотрены проекты сокращения единичной мощности газовых турбин, что позволяет более оптимально их загружать, а также использование более энергоэффективных малых турбин⁷³. Важными аспектами повышения энергоэффективности являются снижение и более эффективное использование топливного газа, необходимого для компрессорных станций на магистральных газопроводах.

Работа с контрагентами по сокращению их эмиссии ПГ

Нефтегазовые компании задействуют в своей работе большое число субподрядчиков и поставщиков. Сотрудничество и планомерная работа по сокращению эмиссии ПГ с этими сторонами по всей цепочке поставок может обеспечить заметное сокращение углеродного следа конечной продукции. С этой целью зачастую используются тендерные процедуры, вводящие дополнительные параметры и требования к поставщикам с точки зрения углеродного следа их продукции и услуг.

Эффективная монетизация метана и ПНГ

Очень эффективный и экономически привлекательный способ сокращения выбросов ПГ — монетизация газовых ресурсов (метана и ПНГ) вместо их выбросов и непродуктивного сжигания. В частности, это возможно посредством повторной закачки газа в пласт, использования газа в качестве сырья для собственных нужд выработки электроэнергии, переработки газа на мини-установках в КПГ, СУГ, СПГ, сжижения газа, переработки нефтепродуктов и пр.

Сжигание или выбросы ПНГ в атмосферу ведет к заметному росту выбросов ПГ. Для борьбы с этой проблемой существует большой набор технологий — от использования уловленного ПНГ в скважине до переработки как сырья для нефтегазохимии.

Утилизация ПНГ

ПНГ — это смесь газообразных углеводородов, которая растворена в нефти, но иногда может скапливаться в виде газовой шапки над нефтяным пластом⁷⁴. ПНГ — многокомпонентный газ, в состав которого входят метан, этан, пропан, бутан и другие углеводороды. В силу значительного содержания метана, с экологической точки зрения сжигание ПНГ лучше, чем просто выбросы в атмосферу, (поскольку как парниковый газ CO₂ в 28 раз менее вреден, чем метан). Таким образом, сжигание ПНГ все еще широко распространено,

⁷² <https://www.aramco.com/en/creating-value/sustainable-business-operations/energy-efficiency>

⁷³ https://pubs.spe.org/media/filer_public/21/e3/21e3c337-7bf1-4d6d-9958-90a1730c437a/20_pr169811.pdf

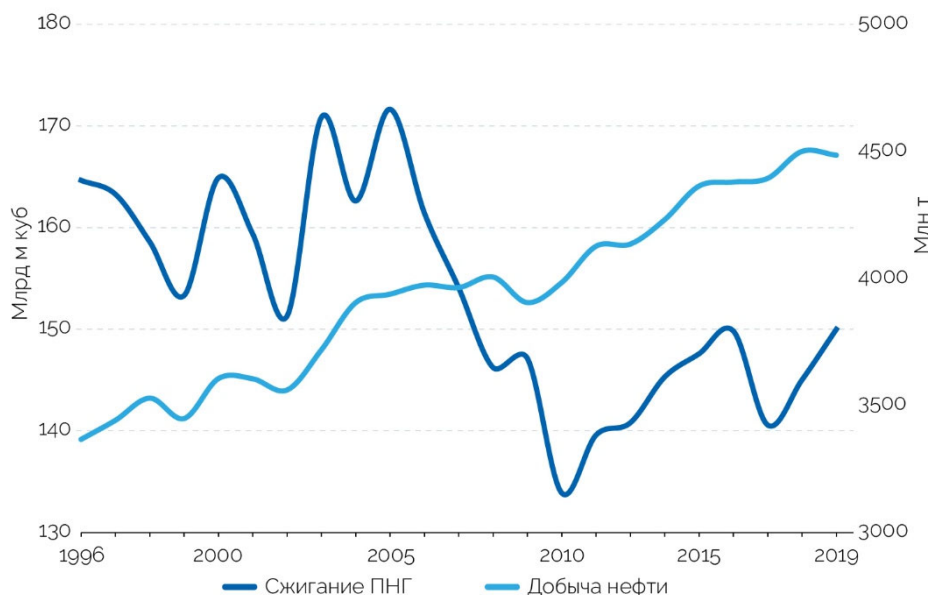
<https://www.bakerhughes.com/company/news/baker-hughes-lmg000-confirmed-worlds-most-efficient-simple-cycle-gas-turbine-after>

⁷⁴ <http://www.avfinfo.ru/engineering/e-06/>

проводится по производственным и экономическим причинам, а также по соображениям безопасности⁷⁵.

В мире сжигание ПНГ достигло пика (171 млрд м³) в 2005 г., минимума (134 млрд м³) — в 2010 г. (рис. 17). Благодаря международным усилиям и инициативам (инициатива Всемирного банка «Нулевое сгорание к 2030 году»⁷⁶, Глобальное партнерство по сокращению сжигания газа⁷⁷ и др.) с 1996 г. объемы сжигания ПНГ снизились на 9% по всему миру (хотя объемы добычи нефти за этот период выросли на 33%). В 2019 г. сжигание ПНГ на факелах в целом по миру немного увеличилось по сравнению с предыдущими годами — до 150 млрд м³, что соответствует объему спроса на газ на всем африканском континенте. Выбросы от сжигания при этом составили примерно 275 млн т CO₂-экв., что составляет чуть более 5% от всех выбросов CO₂ в операционной деятельности нефтегазового сектора⁷⁸.

Рис. 17 - Объемы сжигания ПНГ в мире



Источник: Global Gas Flaring Tracker Report JULY 2020, Global Gas Flaring Reduction Partnership, https://www.worldbank.org/content/dam/photos/419x440/2016/oct/flaring_data.JPG, https://ngdc.noaa.gov/eog/interest/gas_flares.htm

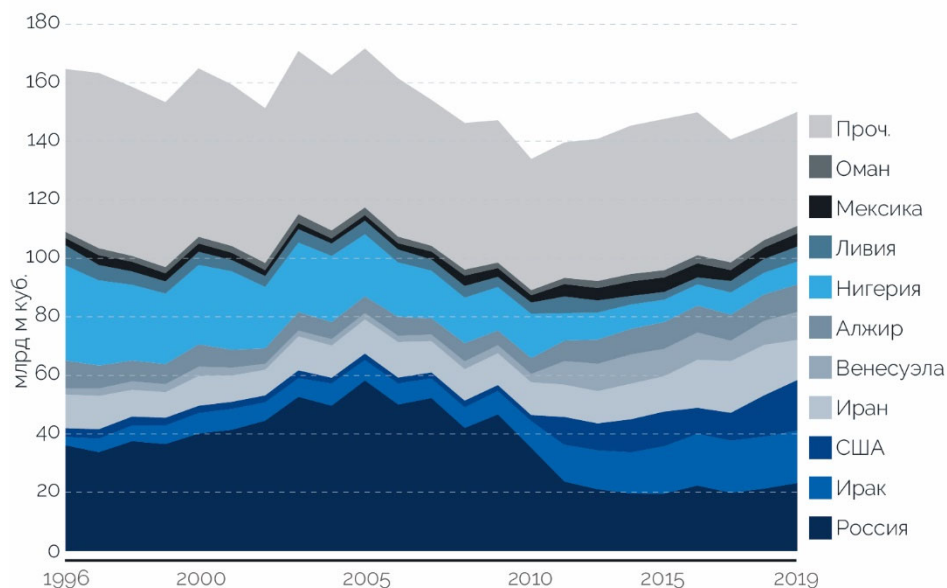
На протяжении последних двух десятилетий объемы сжигания ПНГ больше всего сократились в России и Нигерии. После 2010 г. рост объемов сжигания ПНГ возобновился преимущественно в связи с наращиванием объемов производства сланцевой нефти в США. В 2019 г. более половины мирового объема сжигания ПНГ пришлось на долю США, России, Ирака, Ирана и Венесуэлы (рис. 18).

⁷⁵ <https://www.iea.org/reports/flaring-emissions>

⁷⁶ <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>

⁷⁷ <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>

⁷⁸ <https://www.iea.org/reports/flaring-emissions>

Рис. 18 – Объемы сжигания ПНГ по странам

Источники: Global Gas Flaring Tracker Report JULY 2020, Global Gas Flaring Reduction Partnership, https://www.worldbank.org/content/dam/photos/419x440/2016/oct/flaring_data.JPG, https://ngdc.noaa.gov/eog/interest/gas_flares.html

По всему миру проекты утилизации ПНГ реализуются в первую очередь потому, что недропользователи обязаны выполнять меры, установленные технологическими схемами разработки месторождений, а также для выполнения добровольных обязательств компаний о сокращении выбросов ПГ. Проблемы с утилизацией ПНГ обусловлены ограниченным доступом к транспортной инфраструктуре и необходимостью значительных стартовых инвестиций. Если проект по разработке месторождения не подразумевает доступа к газотранспортной сети, у оператора месторождения остается не много вариантов: использовать ПНГ для собственных нужд или закачивать ПНГ в скважину. Как показывают пилотные проекты, некоторые технологии по утилизации ПНГ вполне жизнеспособны, но, по сути, проблема факельного сжигания зависит от бизнес-модели каждой отдельной компании. Если на стадии планирования проекта не предусмотрены надлежащие условия для эффективного использования газа, включая необходимую инфраструктуру, то впоследствии найти технологическое решение намного сложнее⁷⁹.

Существуют технологические решения по использованию ПНГ, которые прошли коммерческую апробацию или их пока рассматривают в таком плане.

- 1. Сжатие природного газа и его транспортировка на небольшие расстояния для использования в качестве топлива для работ на нефтяных месторождениях.** Газ можно сжимать на кустовой площадке и транспортировать на газоперерабатывающий завод или туда, где его можно

⁷⁹ <https://www.iea.org/reports/flaring-emissions>

использовать в качестве топлива. Эта технология применима, если скважины расположены относительно близко к перерабатывающему заводу или в другой точке, где газ может запустить в систему трубопроводов (30–40 км или меньше). Американское агентство по охране окружающей среды изучило возможность перевозки сжатого газа на западе штата Северная Дакота и определило, что, по крайней мере, 89% сжигаемого газа в одном районе можно улавливать с помощью этой технологии⁸⁰. На месторождении Bakken Shale компании GE и Ferus NGF протестировали для Statoil систему, которую они называют «решение для заправки на последней миле», поскольку для транспортировки газа от устья скважины до бензобака необязательно прокладывать трубы. Технологию CNG in a Box обеспечивает компания GE, логистику для доставки КПГ для силовых установок, автопарка, электрогенераторов и другого оборудования на нефтяные месторождения — Ferus⁸¹. Компания Certarus предлагает аналогичное портативное решение для сжатия и транспортировки КПГ — «виртуальный газопровод». Технология подразумевает сжатие газа на месторождении и его транспортировку в цистернах и контейнерах для дальнейшего использования для нужд нефтяной компании⁸².

2. **Извлечение ШФЛУ из факельного газа перед сжиганием оставшегося метана (частичное решение).** С помощью мобильного оборудования ШФЛУ можно удалить из попутного газа на кустовых площадках и вывезти для продажи. Такие системы лучше всего работают при большом объеме попутного газа. Сухой газ, оставшийся после извлечения ШФЛУ, можно сжать в КПГ и использовать для заправки автотранспорта или выработки электроэнергии. Коммерческие системы, которые могут улавливать фракцию C₅ и более тяжелые углеводороды, просты и недороги, но они не позволяют значительно снизить объемы сжигания попутного газа. Технологии, которые работают с фракциями C₃ и C₄, улавливают большую часть газа и приводят к сжиганию меньшего объема на факеле, но требуют значительных начальных инвестиций. Наиболее эффективным решением считается комбинация данного метода с первым (сжатие метана в КПГ). К примеру, мобильные установки Flarecatcher™ (Pioneer Energy) мощностью от 400 до 5000+ кубических футов в день предназначены для переработки попутного газа, они извлекают ШФЛУ из попутного газа и вырабатывают сухой газ для использования в производстве электроэнергии или для преобразования в КПГ или СПГ⁸³.

⁸⁰ Clean Air Task Force, "Putting Out the Fire: Proven Technologies to Improve Utilization of Associated Gas from Tight Oil Formations," November 17, 2015.

⁸¹ <https://www.ge.com/news/reports/taming-north-dakotas-gas-flares>

⁸² https://certarus.com/virtual_pipeline.php

⁸³ <https://www.pioneerenergy.com/products>

3. **Выработка электроэнергии из ПНГ с использованием небольших генераторов.** Для производства электроэнергии на месте доступны различные технологии, включая поршневые двигатели и газовые турбины. Системы локальной нагрузки (англ. Local load systems) лучше всего работают при использовании осушенного попутного газа (например, остаточного газа после извлечения ШФЛУ). Компания Capstone Turbines предлагает портативные газовые микротурбинные генераторы для преобразования газа в энергию⁸⁴. Фирма ComAp разработала двухтопливную систему, которая комбинирует природный газ и дизельное топливо для выработки электроэнергии с использованием факельного газа⁸⁵. Компании Gulf Coast Green Energy и ElectraTherm в партнерстве с HESS протестировали ElectraTherm Power + Generator™, технологию распределенного преобразования отработанного тепла в энергию, на нефтяной скважине в Северной Дакоте с целью сократить сжигание нефти и газа на факелах⁸⁶.
4. **Мини-заводы по переработке газа в метанол или газа в жидкость.** Существует системы GasTechno® для производства метанола или продуктов сжижения газа (например, высококачественного дизельного топлива), модульные системы Primus Green Energy для конверсии факельного газа в метанол или топливо, а также компактные модульные технологии конверсии газа в жидкую фазу, которые предлагает компания Compact GTL⁸⁷.
5. **Преобразование уловленного газа в СПГ и его транспортировка на небольшие расстояния для использования в качестве топлива на нефтяных промыслах.** Газ также можно сжижать и перевозить на грузовиках туда, где его можно использовать в качестве топлива для автомобилей или для выработки электричества. Данный метод целесообразен, когда не нужна высокая степень очистки газа. Компания Galileo Technologies и ее партнер SPATCO Energy Solutions поставили такое решение для фирмы Terra Energy на месторождении Bakken Shale, чтобы обеспечить улавливание факельного газа и производство СПГ прямо на устье скважины⁸⁸. Компания Primus Green Energy's разработала модульные системы для переработки ПНГ в метанол⁸⁹.
6. **Повышение эффективности существующих технологий сокращения объемов сжигания.** Компания EcoVapor Recovery Systems LLC предлагает технологию улавливания

⁸⁴ <https://www.capstoneturbine.com/>

⁸⁵ <https://www.comap-control.com/solutions/application/power-generation-from-flared-gas>

⁸⁶ <https://gulfcoastgreenenergy.com/waste-heat-to-power-projects/flare-gas-to-power/>

⁸⁷ <https://gastechno.com/gallery-mini-gtl.html>

⁸⁸ <https://www.galileoar.com/us/historias/distributed-lng-production-galileo-flare-reduction-solution-for-bakken-shale-2/>

⁸⁹ <https://www.primusge.com/application/flared-associated-gas/>

испарений из конденсатных резервуаров, где есть кислород, а также каталитическую систему для извлечения товарного газа⁹⁰.

Благодаря цифровым инновациям появились рентабельные способы повысить эффективность сжигания. Решение flare.IQ Advanced Flare Control and Digital Verification (англ. продвинутый контроль за сжиганием и цифровая верификация), разработанное компанией Panametrics, дочернее предприятие Baker Hughes, позволяет сократить выбросы метана, обеспечивает факельное сжигание высокой эффективности, сокращает использование пара в факельных системах, при этом цифровой контроль за счетчиком сжигания позволяет операторам безопасно, эффективно и экономически выгодно собирать данные о сжигании газа, температуре и давлении во время производственного процесса, а также поддерживать действия в интересах оптимизации и сокращения сжигания⁹¹.

Многие из этих решений уже были апробированы, но далеко не все из них получили распространение из-за низкой экономической рентабельности. Стартовые инвестиции, необходимые для установки оборудования (или его аренды) в совокупности с операционными расходами зачастую обходятся слишком дорого. В этом случае использование ПНГ происходит только для соблюдения требований государственного регулирования. Так, в 1993 г. Норвегия одной из первых ввела регулирование в отношении ПНГ, в частности были приняты требования по учету ПНГ, сжигаемого на факелах, введен налог на выбросы CO₂ при сжигании ПНГ на факелах. В результате объемы сжигания ПНГ снизились более чем на 60% по сравнению с объемами до 1990 г. Примеру Норвегии последовали многие страны. В настоящее время правительства и нефтяные компании, которые поддерживают инициативу «Нулевое сгорание к 2030 году», обязуются ежегодно публиковать данные об объемах сжигания ПНГ и своем продвижении при реализации данной инициативы. Эти данные собирает Всемирный банк⁹².

Использование ПНГ не только целесообразно с экологической точки зрения, но и позволяет получать прибыль от его переработки и реализации. Так, например, в США, извлечение ШФЛУ из ПНГ позволяет как минимум окупить технологический процесс, а при благоприятных рыночных условиях на предотвращении выброса 1 т CO₂ удастся заработать до 89 долл. По тому же критерию использование

⁹⁰ <https://www.ecovaporrs.com/>

⁹¹ <https://www.bakerhughesds.com/measurement-sensing/panametrics-flow-measurement/process-flow-measurement/ultrasonic-flare-gas-and-steam-flow-meters>
<https://neftegaz.ru/news/vtrende/482649-upravlenie-vybrosami-metana-kak-tehnologii-mogut-pomoch-neftegazovoy-otrasli-poluchit-dopolnitelnyy/>

⁹² <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#:~:text=This%20%E2%80%99CZero%20Routine%20Flaring%20by,perspective%2C%20and%20who%20agree%20to>

ПНГ в производстве электричества позволяет заработать от 30 до 200 долл. Использование ПНГ в качестве топлива для автомобилей позволяет, как минимум, окупить использование технологии, если же складывается благоприятная ситуация на рынке, то на предотвращении выброса 1 т CO₂-экв. можно заработать до 160 долл. (табл. 4).

Таблица 4 - Сравнение технологий использования ПНГ

Технология	Затраты на борьбу с выбросами, долл./т CO ₂ -экв.
Извлечение ШФЛУ, в т.ч.	
извлечение C5+	0–21
извлечение C3+	0–89
Производство электроэнергии, в т.ч.	
поршневой компрессор	165–194
газовая турбина	33–54
КПГ для транспорта, в т.ч.	
высококалорийный газ	0–53
низкокалорийный газ	107–159

Источник: Fleischman L. Out the Fire: Proven Technologies to Improve Utilization of Associated Gas from Tight Oil Formations/ Research Associate. 2015.

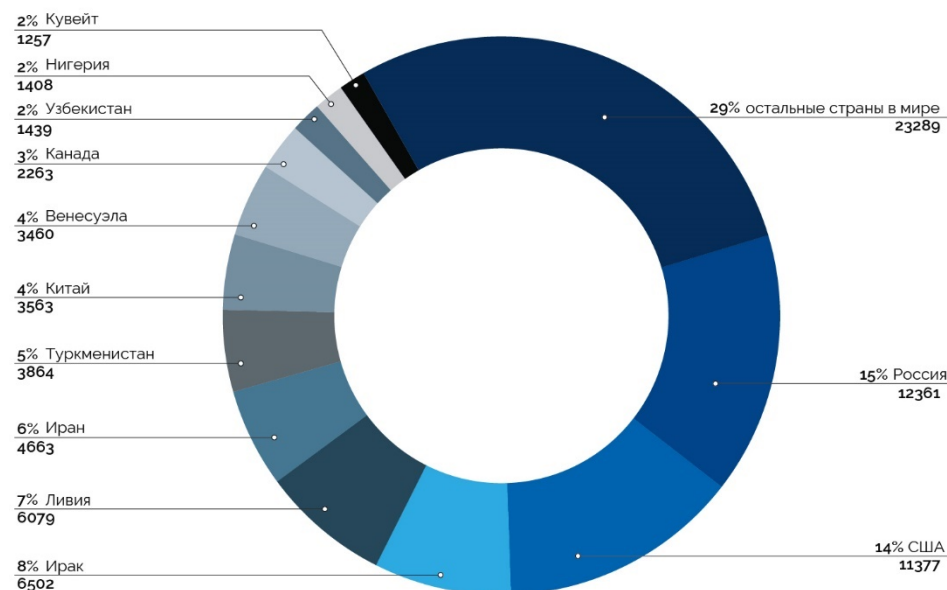
Сокращение утечек метана

Выбросы метана происходят во время добычи, сбора, подготовки, транспортировки и переработки углеводородного сырья. Данный ПГ требует особого внимания, поскольку он существенно, в 28 раз больше, чем углекислый газ, влияет на климатические изменения: совокупный вклад метана в процессы глобального потепления составляет 25%⁹³. Около 13% совокупных выбросов метана приходятся на нефтегазовый сектор⁹⁵. На рис. 19 представлена структура выбросов метана по странам по состоянию на 2019 г.

⁹³ <https://oilandgasclimateinitiative.com/investment-call/>;
<https://www.euractiv.com/section/climate-environment/opinion/eus-climate-credibility-rests-on-tackling-methane-emissions-from-gas/>

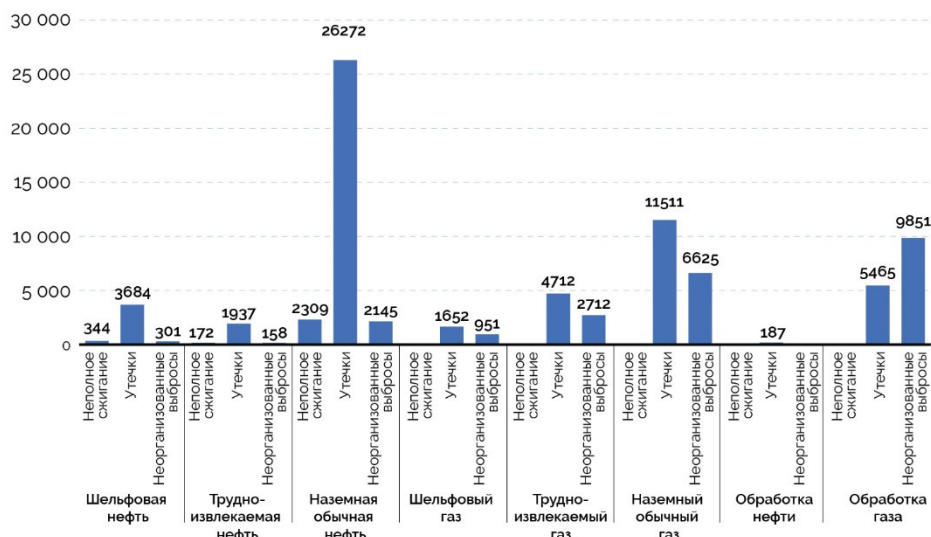
⁹⁴ <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/opinion/eus-climate-credibility-rests-on-tackling-methane-emissions-from-gas/>

⁹⁵ https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/methane-emissions/_jcr_content/par/textimage_438437728.stream/1587995196996/53beef2f8ba2e90560c074f56552e2acfe30582b/shell-methane-case-study.pdf

Рис. 19 - Распределение выбросов метана по странам

Источник: Международное энергетическое агентство, 2019.

Выбросы метана в атмосферу происходят вследствие ряда процессов производственного цикла в нефтегазовой отрасли. Они включают работу различных систем вентиляции, рассеивание ПНГ и его неполное сжигание, продувка трубопроводов, компрессоров, вентиляционных систем, скважин, а также утечки из-за отсутствия плотного прилегания конструкций и герметичности оборудования, стравливание газа перед ремонтными работами и аварийные ситуации (рис. 20)⁹⁶.

Рис. 20 - Источники выбросов метана (CH₄)

Источник: Международное энергетическое агентство, 2019

Что касается сектора разведки и добычи нефти и газа, метан здесь выделяется в атмосферу при разработке скважин, когда

⁹⁶ <http://onefuture.us/wp-content/uploads/2018/05/ONE-Future-Supplemental-Technical-Information.pdf>

происходит сброс давления природного или попутного нефтяного газа, состоящего в основном из метана. Предельные выбросы метана регистрируются в результате рассеивания при добыче обычных углеводородов. Эксплуатация нефтегазового месторождения включает сбор, подготовку и транспортировку углеводородного топлива. При таких операциях возможны выбросы и утечки метана, вызванные технологическими проблемами и авариями. Например, давление природного или попутного нефтяного газа сбрасывают для обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах при подготовке к ремонту. Также вероятны случайные выбросы, если на оборудовании и скважинах для газодобычи не обеспечена герметичность. Всё это приводит к выбросам метана.

Еще один источник выбросов метана — законсервированные или ликвидированные скважины. Хотя эта проблема еще не получила широкой огласки, уже есть ряд исследований, показывающих, что на скважинах, особенно газовых, продолжается выход метана даже после окончания эксплуатации. В одном из таких исследований в 2016 г. анализ 88 таких скважин в Пенсильвании показал, что в 90% случаев происходили утечки метана⁹⁷. Немецкие ученые обнаружили пузырьки метана на морском дне вокруг заброшенных скважин в Северном море. Проведя прямые измерения в 43 скважинах, они зафиксировали значительные утечки метана в 28 исследованных скважинах (65%)⁹⁸. В Альберте, по оценкам исследователей, утечки метана произошли почти на каждой 20-й из 315 000 нефтяных и газовых скважин провинции. В Великобритании исследователи обнаружили, что 30% изученных скважин — источник неконтролируемых выбросов метана⁹⁹.

Выбросы ПГ от нефтепроводов значительно меньше, чем от газопроводов. Например, в Канаде выбросы ПГ из нефтепроводов составляют всего 1% от общих выбросов ПГ¹⁰⁰. В основном, происходят выбросы из резервуаров для хранения нефти. Далее будут представлены методы и технологии, которыми пользуются операторы трубопроводной системы¹⁰¹.

Транспортировка, хранение и распределение газа связаны с выбросами метана, который сжигается, но не полностью, в целях промышленной безопасности, утечками газа из-за негерметичного оборудования, разгерметизацией во время

⁹⁷ <https://www.pnas.org/content/pnas/111/51/18173.full.pdf>

⁹⁸ <https://www.bloomberg.com/news/features/2020-09-17/abandoned-gas-wells-are-left-to-spew-methane-for-eternity>

⁹⁹ <https://theecologist.org/2017/jul/26/one-third-british-columbias-oil-and-gas-wells-are-leaking-significant-levels-methane>

<https://www.nytimes.com/2020/10/30/climate/oil-wells-leak-canada.html>;

<https://thetyee.ca/News/2017/04/26/acp-2017-109.pdf>

¹⁰⁰ <https://www.aboutpipelines.com/en/environmental-protection/climate-change/>

¹⁰¹ https://cepa.com/wp-content/uploads/2020/05/2020_Climate-Change_ENG.pdf

Для предотвращения выбросов метана необходима их идентификация, модификация оборудования и повышение уровня утилизации газа.

ремонтных работ на газопроводе, накоплением газового топлива и использованием контейнеров для газа. Утечки метана также происходят при неполном сжигании топлива, когда оно непосредственно используется в газовых двигателях и на другом хозяйственном и промышленном оборудовании. Значительный объем выбросов метана имеет место при подготовке к ремонтным работам, поскольку капитальный и текущий ремонт требует откачки всего газа и разгерметизации ремонтируемого отсека. Хранение углеводородного сырья в контейнерах и резервуарах также связано с утечками метана в атмосферу.

Что касается природного газа, не все активы в секторе переработки и сбыта имеют одинаковые выбросы: при транспортировке газа по трубопроводам обычно выделяется меньше ПГ, чем при транспортировке СПГ. На сжижение газа обычно расходуется около 7–9% объема метана, и его необходимо полностью очистить от примесей CO₂, поэтому выбросы ПГ при поставках СПГ обычно больше, чем при транспортировке по трубопроводам. Так, по данным различных источников, выбросы ПГ от экспорта СПГ из США в Центральную Европу в заметно выше, чем при экспорте природного газа по трубопроводам¹⁰²¹⁰³.

Подготовка и переработка нефти и газа также способствуют выбросам метана из-за неполного сгорания, и иных видов использования топлива, а также вследствие утечек из-за негерметичности и неплотности нефтегазоперерабатывающего оборудования¹⁰⁴.

По оценкам МЭА, нефтегазовые компании могут достичь 75% уровня сокращения эмиссий метана без внедрения новых технологий.¹⁰⁵

Методами сокращения эмиссии метана являются: выявление и устранение утечек метана, реконструкция и замена оборудования с высоким показателем выбросов метана, сокращение объемов рассеивания и сжигания углеводородного сырья. Зарубежная практика сбора и обработки данных о выбросах метана предполагает необходимость инвентаризации и ведения учета выбросов CH₄, характерных для ряда технологического оборудования: систем продувки вентиляционных стояков, трубы факельных установок, объекты хранения сжиженного природного газа из следующих источников, пневматические насосы, выпускные

¹⁰² https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_795.pdf;

https://www.iaee.org/eeep/eeepexec/eeep82_shaton_ExecSum.pdf; Wood Mackenzie, LNG versus pipeline gas: how do lifecycle emissions compare? 2017

¹⁰³ Wood Mackenzie, LNG versus pipeline gas: how do lifecycle emissions compare? 2017.

¹⁰⁴ Methane's role in climate change, edited by Prof. A.G. Ishkov, Ph.D. in Chemistry, NIIPE, 2018. http://www.vernadsky.ru/files/Publishing/roL_metana_v_izmenenii_klimata.pdf

¹⁰⁵ <https://www.euractiv.com/section/climate-environment/opinion/eus-climate-credibility-rests-on-tackling-methane-emissions-from-gas/>

клапаны, центробежные компрессоры, газоотводные устройства и т.д.¹⁰⁶

При этом, обнаруженные неплотности и негерметичности, посредством которых происходят эмиссии метана, зачастую можно ликвидировать в процессе улучшения качества обслуживания и диагностики оборудования, проведения дефектоскопии. Для устранения организованных источников выбросов – стравливание или рассеивание в результате технологических процессов – требуется выработки отдельных технологических решений – использование систем сбора данного газа и возвращения в производственный процесс. Комплекс мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций, включающий соблюдение мер промышленной безопасности надлежащее и своевременное обслуживание оборудования, находящегося под давлением, позволит избежать возникновения непредвиденных и штатных ситуаций со значительными выбросами метана.

Большинство лидирующих международных компаний в сфере нефти и газа, в числе которых BP, Equinor, ENI, Shell и Total, декларировали намерение следовать стратегии «нулевых выбросов метана», в соответствии с которой необходимо достичь 0,2% выбросов метана на единицу произведенного газа к 2025 г., обеспечив, тем самым, ежегодное сокращение выбросов метана на 350 000 млн т в год¹⁰⁷.

Многие международные нефтегазовые компании объявили о намерении следовать стратегии нулевых выбросов метана.

Рис. 21 — Инициатива по мониторингу нефти и газа, инициатива по сокращению выбросов метана



Источник: <https://oilandgasclimateinitiative.com/action-and-engagement/provide-clean-affordable-energy/#methane-target>

¹⁰⁶ Грицевич И.Г., Кутепова Е.А. Регулирование учета и отчетности по выбросам метана для нефтегазовых компаний в России и новые правила учета выбросов парниковых газов в США. М., 2009. https://wwf.ru/upload/iblock/681/methane_reg_rus_us.pdf

¹⁰⁷ <https://oilandgasclimateinitiative.com/oil-and-gas-climate-initiative-sets-first-collective-methane-target-for-member-companies/>

Ведущие зарубежные нефтегазовые компании внедряют различные технологии, направленные на сокращение утечек и выбросов метана. Так, например, компания Shell реализует технологию EcoVapor ZERO2 на месторождениях Shell в Пермском бассейне (западный Техас, США), в результате, удалось сократить объем сжигаемого метана на 32 т по сравнению с 2018 г.: технология ZERO2 обеспечивает удаление кислорода, после чего газ соответствует стандартам, принятым для товарного газа¹⁰⁸. Кроме этого, на объекте Shell, Appalachia была произведена замена 4 насосов, работающих на газовом топливе – электрическими, что позволило уменьшить выбросы парникового газа на 625 тонн. Проект Shell Groundbirch в Канаде предусматривает сокращение эмиссий метана от эксплуатируемых газовых скважин с помощью использования электрических силовых приводов, регулирующих работу клапанов, вместо ранее использовавшихся механизмов. Результатом замены 4 клапанов и изъятия 12 клапанов стало сокращение эмиссий метана на 13 т.

На заводе СПГ в Омане Shell протестировала инновационный подход к автоматизированному сбору данных о потенциальных утечках метана. Цифровая инвентаризация позволяет выявлять потенциальные утечки метана и наносить их на 3D карты. Для этих же целей обнаружения утечек используются тепловизионные камеры, а также сенсоры, установленные на беспилотные летательные аппараты, квадрокоптеры. В Пермском бассейне Shell эксплуатирует 500 объектов на территории 500 000 акров, где расположено более 1300 скважин. Недавно оператор подписал договор с венчурной компанией — поставщиком дронов, Avitas, дп Baker Hughes, чтобы с ее помощью сократить выбросы на площадках на севере Африки: они не должны превышать 0,2% от произведенных объемов природного газа к 2025 г. Благодаря использованию дронов, на которых установлены оптические камеры для поиска утечек газа и лазерные системы идентификации утечек метана, планируется улучшить технологию поиска неисправных участков¹⁰⁹.

Компания Chevron заменила и модернизировала пневматические измерительные средства, работающие в непрерывном режиме на объектах, находящихся на суше, установив измерительное оборудование с низким уровнем выбросов либо устройства работающие в периодическом режиме.¹¹⁰ В тех случаях, когда существует возможность использования электрооборудования вместо оборудования,

¹⁰⁸ https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/methane-emissions/_jcr_content/par/textimage_438437728.stream/1587995196996/53beef2f8ba2e90560c074f56552e2acfe30582b/shell-methane-case-study.pdf

¹⁰⁹ <https://pubs.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=7576>

¹¹⁰ <https://oilandgasclimateinitiative.com/knowledge-base/chevron-case-study/>

работающего на газовом топливе, компания делает выбор в пользу первого, не эмитирующего метан.

В 2018 г. компания Saudi Aramco внедрила комплексную программу выявления и устранения утечек метана, позволяющую сокращать выбросы с помощью идентификации существующих и предотвращения потенциальных скрытых утечек, являющихся основным источником эмиссий метана¹¹¹.

Проект Astra на формации Пермийан является результатом сотрудничества Техасского университета в Остине, Фонда защиты окружающей среды, ExxonMobil, Института газовых технологий (GTI) и Pioneer Natural Resources Company, он направлен на демонстрацию нового подхода к измерению выбросов метана на объектах добычи нефти и газа. использование сети датчиков, которые будут контролировать выбросы в регионе добычи нефти и газа с несколькими операторами¹¹².

Аэросъемка - еще одна технология, которая все чаще используется, в частности, для обнаружения больших утечек метана. В качестве примера можно назвать компанию Kairos Aerospace¹¹³. Кроме того, все большую популярность приобретает спутниковая съемка. Например, KAYRROS METHANE WATCH - это автоматизированная система наблюдения за выбросами, использующая данные со спутника Sentinel-5P Европейского космического агентства. Уникальные алгоритмы Kayrros позволяют не только обнаружить выбросы и оценить их объемы, но и привязать их к источнику эмиссии. Аномальные концентрации метана привязываются к нефтяным скважинам или газокompрессорным агрегатам с помощью распознавания спутниковых изображений¹¹⁴.

Установки для улавливания легких фракций в крупных хранилищах, сокращение утечек метана и использование отпарного газа

Еще один источник эмиссии ПГ, в первую очередь - со стороны газового сектора - является отпарной газ (метан), который производится при нагреве СПГ, находящегося в криотанке (на газовозе, терминале хранения, автодорожной или ж/д цистерне, баке автомобиля и т.д.), теплом окружающей среды. В результате часть газа испаряется. Этот процесс естественен и безболезнен до момента превышения предельно-допустимого рабочего давления в резервуаре. В случае его превышения, для избежания негативных процессов, отпарной газ приходится стравливать в атмосферу, либо как-то полезно использовать.

¹¹¹ <https://oilandgasclimateinitiative.com/knowledge-base/saudi-aramco-case-study/>

¹¹² <https://dept.ceer.utexas.edu/ceer/astra/>

¹¹³ <http://kairosaerospace.com/society-of-petroleum-engineers-published-pioneer-natural-resources-case-study/>

¹¹⁴ <https://www.kayrros.com/methane-watch/>

В секторе морских перевозок СПГ принято измерять величину потерь отпарного газа в процентах от общего объема груза. Обыкновенно этот показатель составляет 0,15% в сутки, что при типичном трёхнедельном маршруте танкера выливается в 3% потерь груза за время транспортировки. При этом современные танкеры СПГ демонстрируют коэффициент испарения СПГ (boil-off rate, BOR) в размере 0,1% в сутки и ниже. При этом построенный еще в 1990 г. индонезийский танкер СПГ Ekaputra демонстрировал показатель BOR в размере 0,1% в сутки¹¹⁵.

Применение многослойной изоляции резервуара СПГ снижает объемы образования отпарного газа. На сегодняшний день не существуют 100%-ных эффективных коммерческих решений в области термоизоляции резервуаров СПГ. Поэтому основным направлением совершенствования управления выбросами отпарного газа может являться их снижение в процентах от объема груза и повышение полезного использования.

Таблица 5 - Коэффициент испарения СПГ в зависимости от типа танкера

Тип танкера	Загрузка, % в день	Балласт, % в день
Танкер нового поколения (135 000 м ³)	0,15	0,08
Танкер старого поколения (40 000 --50 000 м ³)	0,23	0,18

Источник: <https://www.onthemosway.eu/wp-content/uploads/2015/06/BOIL-of-GAS.pdf>

Самое популярное средство утилизации отпарного газа – применение его в качестве топлива для двигательной системы судна. В таком случае тяжелый мазут или судовое дизельное топливо используются в качестве резервного топлива. При этом в рамках новых требований Международной морской организации (ИМО), с 1 января 2020 г. судовладельцам и операторам судов необходимо соблюдать требования по содержанию серы: максимум 0,5% в судовом топливе. Но такого количества мазута с низким содержанием серы на сегодняшний день в мире не производится. В этой связи дальнейшему использованию отпарного газа в качестве судового топлива может быть придан новый импульс.

По данным отраслевой транспортной организации Transport & Environment, полная эмиссия от использования СПГ в качестве судового топлива, при условии ответственного управления возможными выбросами метана, могут оказаться на 12-27% ниже, чем при использовании флотского мазута или

¹¹⁵ [https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-\(bor\)#:~:text=The%20amount%20of%20liquid%20that,a%20BOR%20close%20to%200.1%25](https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-(bor)#:~:text=The%20amount%20of%20liquid%20that,a%20BOR%20close%20to%200.1%25)

газойля.¹¹⁶ Таким образом, в сегменте транспортировки газа газовозами управление выбросами может идти по двум векторам – совершенствование термоизоляции криотанков и использование газа в качестве судового топлива (последнее уже относится к эмиссиям сферы охвата 3).¹¹⁷

Помимо термоизоляции на объемы отпарного газа влияет и размер резервуара. Ведь с технической точки зрения большая поверхность провоцирует больший нагрев и большее испарение. В качестве возможных вариантов снижения как выбросов в атмосферу, так и денежных потерь операторов – используются следующие варианты работы с СПГ и отпарным газом. При этом наибольшее число вариантов применимо только для стационарных резервуаров СПГ или криоАЗС:

- Может быть установлено охлаждающее оборудование на основе азотного цикла (температура сжижения азота составляет -196°C , в то время как у СПГ – -162°C). Побочным эффектом такого цикла станет испарение азота.
- Отпарной газ можно подавать в сеть. При этом должна соблюдаться разница давлений на выходе из криорезервуара и в ГТС.
- Важен контроль над температурой подаваемого в ГТС газа, а также возможная его одоризация в случае прямой подачи в коммунально-бытовой сектор.
- Отпарной газ можно подавать на котельные для производства тепла и электроэнергии.
- Возможно производство компримированного природного газа (КПГ) из отпарного газа.

Одним из пока теоретических вариантов работы с отпарным газом на борту СПГ-газовоза является производство водорода.¹¹⁸

Переход на низкоуглеродные источники энергии

Еще одно важное направление декарбонизации нефтегазового сектора — переход на низкоуглеродные источники энергоснабжения предприятий отрасли, что обеспечивает снижение выбросов ПГ сфер охвата 1 и 2. Это направление включает как внедрение ВИЭ и накопителей, так и переход на низкоуглеродные виды топлива для транспортировки добытых углеводородов.

¹¹⁶

https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015_02_TE_briefing_natural_gas_shipping_FINAL.pdf

¹¹⁷ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/forced-boil-off-gas-the-future-of-lng-as-a-fuel-for-lng-carriers>

¹¹⁸

https://www.researchgate.net/publication/340265411_Hydrogen_production_with_excess_BOG_generated_on_LNG_vessels

Использование возобновляемых источников энергии

В плане энергообеспечения деятельности своих предприятий у нефтегазовых компаний есть достаточный потенциал для замещения традиционных видов топлива возобновляемыми источниками энергии.

Возобновляемые источники энергии можно внедрять в структуру энергоснабжения предприятий в зависимости от объема и регулярности потребления электроэнергии на отдельных объектах. Это позволяет сократить использование ископаемых видов топлива и, соответственно, выбросы ПГ. Кроме того, использование ВИЭ обеспечивает сокращение операционных затрат, в частности, расходов на традиционные виды топлива.

Применение ВИЭ оптимально в тех случаях, когда постоянство энергообеспечения не является обязательным условием, в иных случаях применение ВИЭ может быть реализовано в рамках гибридных систем энергообеспечения.

Ведущие нефтегазовые компании реализуют проекты ВИЭ - используют солнечную, ветровую, геотермальную энергию, используются отходы в качестве источника образования энергии для обеспечения работы скважин, применения методов увеличения нефтеотдачи и эксплуатации морских платформ. Все чаще для эксплуатации ВИЭ задействованы технологии хранения электроэнергии, одно из инновационных решений, способствующих внедрению ВИЭ в производственные процессы в отраслях добычи и переработки нефти и газа.

Для различных стадий эксплуатации месторождения подобраны соответствующие ВИЭ. По мере завершения разработки залежи, электропотребление увеличивается, поскольку давление падает и нужны дополнительные методы для извлечения углеводородного сырья на поверхность. Так, вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи требуют большего объема поставок электроэнергии. Если вместо традиционных дизельных или газовых электростанций задействовать установки на основе ВИЭ, удастся значительно сократить потребление топлива. Первым шагом на этом пути может стать переход на электроэнергию и подключение к существующим линиям электропередач (при условии, что у генерации будет более низкий углеродный след, либо компании обеспечивают покупку «зеленого» электричества или используют решения на базе ВИЭ для микросетей)¹¹⁹.

В нефтегазовом секторе существует несколько направлений, где применение ВИЭ уже экономически эффективно, особенно, когда речь идет о необходимости дорогостоящей доставки дизельного или иного топлива на удаленные объекты¹²⁰. ВИЭ широко применимо для энергообеспечения операций по заводнению для повышения нефтеотдачи - в частности, ветровая энергия, поскольку для процессов заводнения равномерность нагнетания водных ресурсов не

¹¹⁹ <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72842.pdf>

¹²⁰ <https://www.renewableenergyworld.com/2014/04/14/when-renewables-meet-the-oil-and-gas-industry-opposites-attract/#gref>

является критичной. Также это решение признано приемлемым и экономически эффективным для энергообеспечения морских платформ. Для отдельных регионов может быть применимо использование солнечной или геотермальной энергии для энергообеспечения производственных операций и мероприятий по повышению нефтеотдачи. Полученная тепловая энергия может быть направлена на реализацию методов сокращения вязкости нефти и повышения темпов ее извлечения на поверхность.¹²¹

Учитывая динамичное сокращение стоимости внедрения локальных объектов ВИЭ, их использование может привести к сокращению операционных затрат предприятия. На объектах, где требуется непрерывная и бесперебойная подача электроэнергии – например, буровые установки, нефтеперерабатывающие заводы, компрессорные станции – ВИЭ могут быть интегрированы в традиционные системы энергоснабжения и составлять гибридные системы энергообеспечения.¹²²

Очевидными преимуществами интеграции собственной ВИЭ-генерации в структуру энергообеспечения нефтегазовых объектов являются не только сокращение выбросов ПГ, но также сокращение производственных затрат и в целом повышение устойчивости и безопасности систем энергообеспечения.¹²³

Практически все ведущие нефтегазовые компании реализуют проекты внедрения ВИЭ, ниже приведены несколько примеров:

В портфеле компании Eni есть проекты солнечных электростанций нового поколения (англ. new generation solar plant systems), концентрированной солнечной энергии (англ. concentrated solar power (CSP), органических фотоэлектрических (англ. organic photovoltaic (OPV) и люминесцентных концентраторов солнечной энергии (англ. luminescent solar concentrators (LSC), волновых электростанций (англ. Inertial Sea Wave Converter (ISWEC).

Компания Oman Petroleum разработала проект Miraah по повышению нефтеотдачи, для его энергообеспечения задействована солнечная энергия. Одной из крупнейших в мире является солнечная тепловая станция мощностью 1 021 МВт стоимостью 600 млн долл. в Южном Омане. Тепловая энергия в виде пара используется для повышения нефтеотдачи на месторождении Амал. Это позволяет стране перенаправить сэкономленный в рамках проекта природный газ для удовлетворения растущего промышленного спроса и предотвратить 300 тыс. т выбросов CO₂ в год.

¹²¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72842.pdf>

¹²² <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72842.pdf>

¹²³ <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/renewable-energy-source>

Использование солнечных панелей в офисах, пунктах реализации продукции, распределительных терминалах, на перерабатывающих заводах и на морских платформах в Китае, Индии, Италии, Сингапуре и Швейцарии позволяет компании Shell производить больше электроэнергии и сокращать выбросы ПГ на 4500 т эквивалента CO₂ ежегодно¹²⁴.

Компания BP во Вьетнаме эксплуатирует солнечную электростанцию мощностью 48,3 МВт, ее выработка 80 млн кВт·ч в год, что позволяет и сократить выбросы CO₂ на 80 тыс. т в год¹²⁵.

PetroChina активно занимается коммерциализацией геотермальных ресурсов за счет одновременной разработки нефтяных месторождений и термальных полей. В частности, реализован проект по геотермальному обогреву помещений общей площадью 2,3 млн м² в городе Новый Каофейдьен (провинция Хэбей, Китай). Это крупнейший в Китае проект по геотермальному обогреву. Впервые удалось добиться нулевых выбросов и исключить пылевое загрязнение при сжигании угля, таким образом, Каофейдьен стал первым свободным от пыли городом в регионе Таншань. Ежегодно проект позволяет сэкономить 53,6 тыс. т угольного эквивалента и сократить выбросы углекислого газа на 140,4 тыс. т, что равноценно высадке 500 000 деревьев¹²⁶.

Компания Equinor занимается установкой ветрогенераторов в Северном море. Проект Hylwind Tampen — плавучая ВЭС мощностью 88 МВт, которая обеспечивает электроэнергией месторождения Snorre и Gullfaks в норвежских водах Северного моря. Это первая в мире плавучая ВЭС, созданная для работы на морских нефтегазовых платформах.

Использование биотоплива для производства электроэнергии также перспективно для нефтегазового сектора. Примеры тому — проекты, которыми занимается итальянская компания Eni, в частности, проект переработки отходов в топливо на биоперерабатывающей станции Gela. Это пилотный проект по использованию солнечной энергии и углекислого газа, полученного на перерабатывающем заводе в Рагузе (Сицилия), чтобы искусственно стимулировать рост водорослей. Водоросли используются для очистки загрязненной воды, которая затем направляется на производственные нужды.

В США солнечные панели используются для питания разнообразных датчиков или для катодной защиты на трубопроводах. Существуют также проекты, где энергия солнца используется для питания компрессорных станций на газопроводах - например, проект оператора ГТС компания

¹²⁴ <https://reports.shell.com/sustainability-report/2019/sustainable-energy-future/managing-greenhouse-gas-emissions/energy-efficiency-in-our-operations.html>

¹²⁵ <https://www.nsenenergybusiness.com/news/ja-solar-supplies-perc-modules/>

¹²⁶ <http://www.petrochina.com.cn/ptr/xhtml/images/2019kcxzbgen.pdf>

Enbridge в штате Нью-Джерси. По данным компании, реализация такого проекта позволит снизить выбросы компрессорной станции на 58,5 тыс. т в течение жизненного цикла.¹²⁷

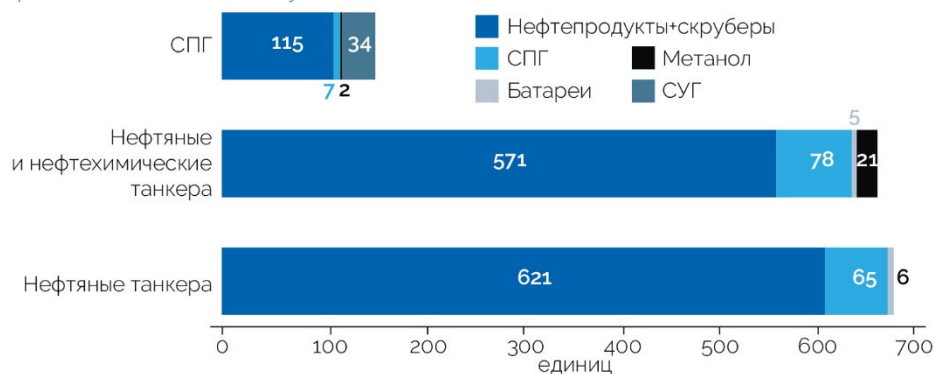
Нефтегазовые компании могут уменьшить свой углеродный след за счет перевода НПЗ на низкоуглеродные виды топлива и отказа от использования нефтяного кокса. В настоящий момент главный источник энергии для НПЗ — топливный газ собственной выработки, но широко используются и другие виды топлива (нефтяной кокс или мазут), которые приводят к более значительным выбросам. Нефтяной кокс получается в результате переработки тяжелой сырой нефти, и при его сгорании в воздух выбрасывается больше углекислого газа и других загрязнителей, чем в случае с углем. По данным МЭА, на нефтяной кокс приходится примерно 12% общего энергопотребления и около 15% суммарных эмиссий ПГ на НПЗ в мире, хотя МЭА подчеркивает, что эти данные очень трудно верифицировать. В Китае нефтяной кокс всё чаще используется на НПЗ, поскольку он дешевле угля, этим объясняются более высокие показатели выбросов от НПЗ, расположенных в Китае, в сравнении с НПЗ в других странах¹²⁸.

Снижение выбросов ПГ при перевозках нефти и газа морским транспортом за счет перехода на низкоуглеродные виды топлива

В настоящее время только 15% танкеров, транспортирующих углеводороды, в качестве топлива используют альтернативные виды топлива: СПГ, накопители, метанол и СУГ.

По данным DNV GL Alternative Fuels Insight, по состоянию на 2019 г. перевозки нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии по всему миру обеспечивали более чем 1500 танкеров. Более 85% из них использовали нефтепродукты, остальные — альтернативные виды топлива: СПГ, аккумуляторные батареи, метанол и СУГ. Наиболее популярным альтернативным топливом в настоящее время является СПГ (рис. 22).

Рис. 22 - Распределение танкеров, задействованных в нефтегазовой промышленности, по типу топлива



Источник: База данных DNV GL Alternative Fuels Insight.

¹²⁷ <https://www.pipeline-journal.net/news/solar-power-station-helps-power-gas-pipeline-compressor-station>

¹²⁸ WEO 2018.

Ниже перечислены виды топлива, которые рассматриваются в качестве альтернативы для судоходства в долгосрочной перспективе.

Сжиженный природный газ. В секторе транспортировки нефти показателен пример перехода на СПГ, который продемонстрировала компания Shell. Так, Shell Tankers (Singapore) Private Ltd заключила долгосрочную договор, зафрахтовав 10 двухтопливных нефтеналивных танкеров класса Aframax, которые используют СПГ, у компании Sinokor Petrochemical Co Ltd, которая, в свою очередь, планирует получить их у Samsung Heavy Industries в Южной Кореи в 2021 г. Отдельно Shell согласовала долгосрочный фрахт четырех новых двухтопливных танкеров для транспортировки нефтепродуктов, поставка которых ожидается в 2021 г.¹²⁹

По состоянию на 2019 г., по данным DNV GL Alternative Fuels Insight, нефтегазовая отрасль использовала 12 танкеров для перевозки сырой нефти (43 находятся в стадии предзаказа), 20 танкеров для перевозки сырой нефти или нефтехимии (29 находятся в стадии предзаказа), 7 танкеров для СПГ – и их число быстро растет.

Аммиак. В соответствии с целями Международной морской организации по декарбонизации судоходства к 2050 г. аммиак рассматривается как один из наиболее вероятных видов топлива с нулевым уровнем выбросов в будущем. Аммиак — это соединение азота и водорода. Хотя аммиак широко распространен в природе, в концентрированной форме это едкое и опасное соединение. Сам по себе аммиак не содержит углерода, однако, для его горения требуется топливо¹³⁰.

Танкеры на аммиаке пока не используются, тем не менее, уже разрабатывается нефтяной танкер класса Aframax с аммиачным двигателем. Данное судно конструируется в рамках многонационального проекта, возглавляемого Samsung Heavy Industries. Оно уже получило базовую сертификацию от Lloyd's Register, морского классификационного общества (Лондон). Дедвейт танкера Aframax составляет от 80 000 до 120 000 т¹³¹. Samsung Heavy Industries планирует коммерциализировать технологию к 2025 г.

Аналогичной разработкой занимается Hyundai Mipo Dockyard. С октября 2019 г. судостроитель работает над проектом создания силовой установки на основе аммиака вместе с Lloyd's Register и немецким производителем двигателей MAN Energy Solutions. В рамках проекта Hyundai Mipo Dockyard отвечает за базовую конструкцию, а MAN Energy Solutions —

¹²⁹ <https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/trading/news-and-media-releases/shell-charters-fleet-of-lower-carbon-oil-tankers.html>

¹³⁰ <https://www.ajudaily.com/view/20200924125922807>

¹³¹ <https://www.maritimebusinessworld.com/korean-shipbuilders-to-develop-zero-carbon-ammonia-powered-vessels-1922h.htm>

за разработку и технические характеристики двухтопливного аммиачного двигателя. Коммерциализация судна также планируется на 2025 г.¹³²

Водород. Водородные топливные элементы для танкеров, так же, как и аммиачные, пока находятся в стадии разработки технологии. Южнокорейская судостроительная компания Samsung Heavy Industries и американский производитель твердооксидных топливных элементов Bloom Energy подписали соглашение о совместной разработке судов на топливных элементах¹³³. Танкеры на топливных элементах экологически безопасны благодаря тому, что генераторы на нефтяном топливе заменены на твердооксидные топливные элементы (англ. SOFC), в качестве топлива используется СПГ, улучшены энергоэффективность и значительно снижены выбросы ПГ. Если применять топливные элементы на танкерах класса Aframax, где установлены двигатели-генераторы мощностью 3 МВт, то выбросы парниковых газов уменьшатся более чем на 45%¹³⁴. Обе компании заявили о сотрудничестве в 2019 г.¹³⁵

Метанол. Использование метанола на танкерах рассматривают как уже коммерческую технологию. Уже сегодня на метаноле работает 21 танкер¹³⁶. На первых сконструированных судах такого типа установлены двухтопливные двигатели на метаноле производства MAN и ME-LG¹³⁷.

Электричество. В настоящее время использование полностью электрических судов ограничено. Полностью электрическими двигателями оснащаются только паромы и суда, работающие на коротких дистанциях. Массовой установке электродвигателей на танкерах пока препятствует размер батарей или их стоимость. Тем не менее, согласно данным DNV GL Alternative Fuels Insight, в 2019 г. гибридные установки уже были смонтированы на двух танкерах, и еще три судна находились в процессе постройки.

Стоимость перехода на низкоуглеродные виды топлива для бункеровки сильно варьируется в зависимости от типа топлива. В 2020 г. самыми дешевыми были мазут и СПГ, причем за счет большей энергоемкости СПГ оказывался дешевле мазута, разница составляла 3,5% за 1 т эквивалента мазутного топлива. Самой дорогой альтернативой считался водород,

¹³² <https://www.offshore-energy.biz/hyundai-mipo-dockyard-wins-lr-approval-for-ammonia-powered-ship/>

¹³³ <https://www.offshore-energy.biz/samsung-heavy-bloom-energy-push-forward-with-developing-fuel-cells-for-ships/>;

http://www.samsungshi.com/Eng/pr/news_view.aspx?Seq=1127&mac=3b071cb26f3a5cbd0b63a5ac0857622e

¹³⁴ http://www.samsungshi.com/Eng/pr/news_view.aspx?Seq=1127&mac=3b071cb26f3a5cbd0b63a5ac0857622e

¹³⁵ <https://www.offshore-energy.biz/samsung-heavy-bloom-energy-to-develop-fuel-cell-powered-ships/>

¹³⁶ DNV GL Alternative Fuels Insight Database.

¹³⁷ <https://gm.imo.org/wp-content/uploads/2018/11/4.-Jason-Methanex-Marine-Presentation.pdf>

однако, напомним, что водородные танкеры находятся на стадии проектирования, и приведенные оценки весьма приблизительны (табл. 6).

Таблица 6 - Цены на топливо для бункеровки по состоянию на 2020 г.

Топливо	Цена в долл./т мазут 3,5% экв.
Биодизель	800–950
Аммиак	450–500
Метанол	350–500
СУГ	250–370
Водород	1170–2770
СПГ (ТТФ)	100–180
Мазут	180–210

Источник: <https://afi.dnvgl.com/Statistics?repld=4>

С точки зрения капитальных вложений из расчета на киловатт мощности, на данный момент дешевле всего обходятся танкеры, где используется топливо на основе нефти, оборудованные специальными очистителями (скрубберами), а также танкера на СУГ (табл. 7).

Таблица 7 - Цена за кВт мощности танкера в 2019 г.

Компоненты	Капитальные затраты, кВт
Скрубберы	100–150
СПГ	200–300
СУГ	100–200
Метанол	130–250
Батареи	600–900
Топливные элементы	2200–5600

Источник: DNV GL – Maritime assessment of selected alternative fuels and technologies, 2019, LNG AS A MARINE FUEL – THE INVESTMENT OPPORTUNITY SEA\LNG STUDY - NEWBUILD 14,000 TEU LINER VESSEL ON ASIA-USWC TRADE, DNV GL – Maritime assessment of selected alternative fuels and technologies, 2020.

Методы корпоративной стратегии

Оптимизация портфеля активов

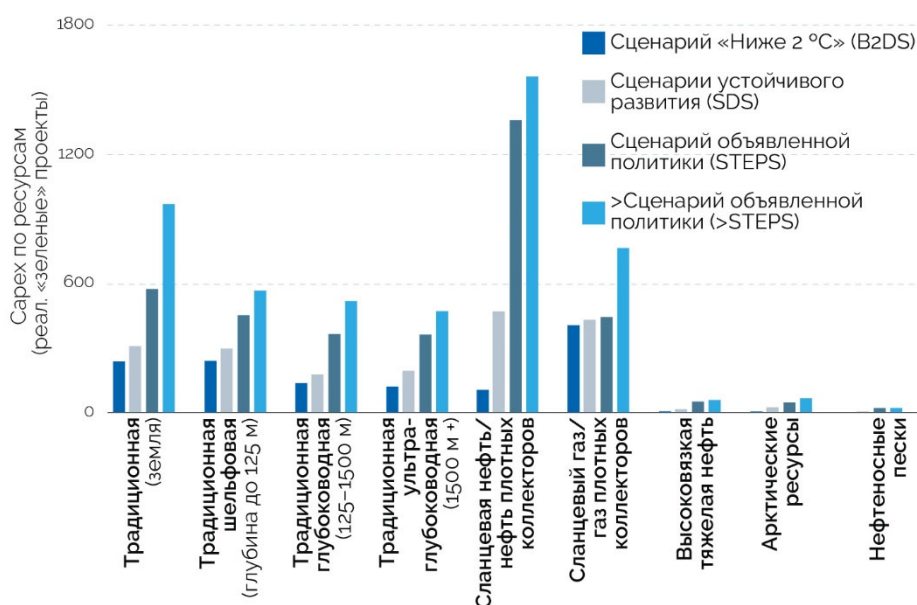
Низкие цены на углеводороды в 2014–2020 гг., усиление климатической повестки и распространение дивестиционных настроений заставили нефтегазовые компании максимально оптимизировать свои портфели в пользу менее дорогостоящих и менее углеродоемких бизнесов и проектов. Большая часть компаний была вынуждена снизить свои издержки и отказаться от наименее рентабельных и наиболее грязных активов. Оптимизация портфелей включает в том числе: дивестиции (продажу непривлекательных,

углеродоемких активов), слияния и поглощения (M&A), которые позволяют улучшить качество ресурсной базы в пользу менее углеродно-интенсивной продукции, диверсификацию в новые менее углеродоемкие виды бизнеса, реструктуризацию, развитие нефтехимического бизнеса и создание корпоративных венчурных фондов, которые сфокусированы на инновациях в областях сокращения эмиссии метана, операционной эффективности, CCUS, водородных технологиях и пр. Нефтегазовые компании принимают решения по оптимизации портфеля, исходя как из своих собственных стратегий снижения долгосрочных рисков, так и под давлением стейкхолдеров, акционеров и регуляторов.

Дивестиции

Компании вынуждены избавляться от наименее привлекательной ресурсной базы. В исследовании Carbon Tracker Initiative указана привлекательность разработки различных типов ресурсов нефти и газа для различных низкоуглеродных сценариев МЭА (рис. 23). В сценариях, предполагающих более низкий спрос, реализация глубоководных проектов более рискованна, чем проектов на прибрежном шельфе (конечно, для принятия решений необходимо анализировать затраты конкретных проектов). Добыча сланцевого газа менее рискованна, чем добыча сланцевой нефти. А для реализации проектов по добыче высоковязкой тяжелой нефти и для арктических проектов осталось совсем немного пространства, и, учитывая риски, получить финансирование для таких проектов будет все труднее, даже если компании захотят их развивать.

Рис. 23 - Потенциальные капитальные затраты (CAPEX) проектов нефтегазовой отрасли в 2020–2030 гг. в соответствии с различными сценариями МЭА по типам ресурсов



Источники: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным МЭА; Rystad Energy; CTI.

Последние сделки демонстрируют, что углеродный след становится одним из важнейших факторов при принятии портфельных решений. Так, например, в 2019 г. BP анонсировала продажу активов на Аляске, мотивировав это значительным снижением углеродного следа¹³⁸. Компания работала в штате с 1959 г. Ранее (в 2015 г.) аналогичные шаги по выходу из бизнеса на Аляске предприняла норвежская Statoil¹³⁹. В 2017 г. Royal Dutch Shell и Total вышли из углеродоемких проектов разработки нефтеносных песков. Стоит отметить, однако, что данные проданные активы затем покупают и вводят в эксплуатацию другие более мелкие нефтегазовые компании, и, в итоге, углеродный след отрасли не снижается. То есть, лидеры отрасли четко осознают глобальные тенденции и избавляются от неустойчивых активов. При этом мелкие игроки, не осознающие всей глубины происходящих трансформаций, эти потенциально токсичные активы покупают. Можно предположить, что эти мелкие игроки с высоким углеродным следом будут испытывать возрастающие трудности с доступом к капиталу и в результате добыча на углеродоемких проектах замедлится.

Слияния и поглощения

Снижение цен и декарбонизация простимулировали некоторые ранее наметившиеся тренды в M&A: компании теперь продают мелкие, истощенные месторождения, сланцевые активы и концентрируются на новых больших проектах, например, связанных с газом.

Динамика цен на нефть и газ в сочетании с повесткой декарбонизации ускорили новые тренды M&A в нефтегазовой отрасли: теперь компании продают мелкие, истощенные активы, сланцевые активы и концентрируются на новых больших проектах с более низкой углеродоемкостью – например, на газовых¹⁴⁰¹⁴¹. При этом компании выбирают разные стратегии оптимизации своих портфелей. BP, например, обеспечила себе за счет слияний и поглощений (M&A) наибольший рост ресурсной базы (прирост с 2015 г. составил почти 6,5 млрд барр. нефтяного эквивалента). А Shell, напротив, с большим отрывом лидирует по продажам: почти 11 млн баррелей нефтяного эквивалента с 2015 г. (без учета эффекта от приобретения BG Group в 2015 г.) (рис. 24)¹⁴².

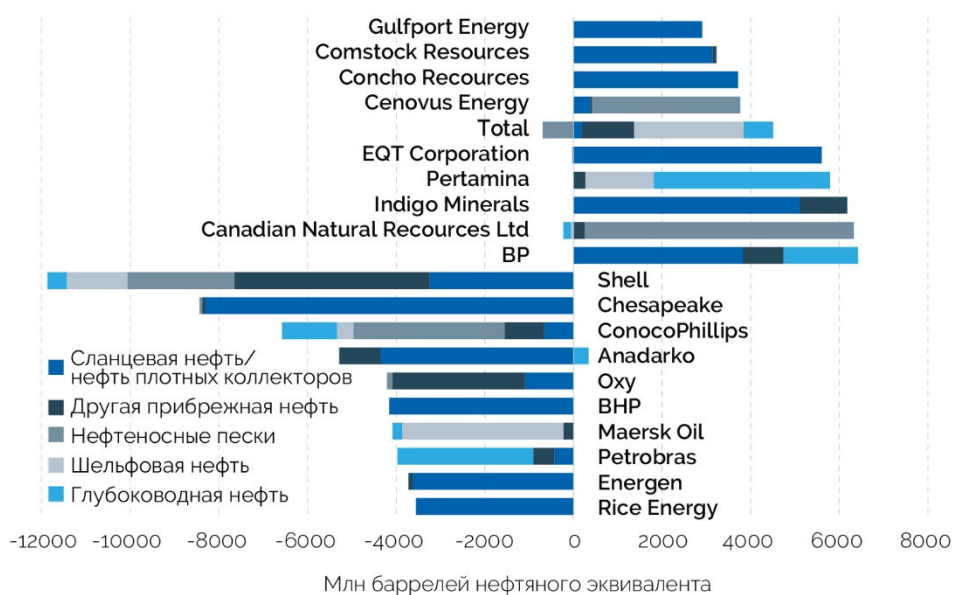
¹³⁸ BP to Exit Alaska With \$5.6 Billion Sale. <https://www.wsj.com/articles/bp-to-exit-alaska-with-5-6-billion-sale-11566932341>

¹³⁹ <https://www.worldenergynews.com/news/norway-statoil-exit-alaska-636412>

¹⁴⁰ <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/BP-and-Shell-on-opposite-ends-of-MA-ranking/>

¹⁴¹ <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-oilandgas-mna-2020-outlook.pdf>

¹⁴² <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/BP-and-Shell-on-opposite-ends-of-MA-ranking/>

Рис. 24 - Топ-10 компаний с неорганическим развитием и сокращением ресурсной базы с 2015 г. по июль 2019 г.

Источники: Rystad Energy UCube; Rystad Energy Research and Analyses.

Диверсификация в «зеленые» активы и технологии

Другое направление портфельной оптимизации — приобретение «зеленых» активов или долей в них. С 2011 г. крупнейшие компании нефтегазового сектора потратили более 5 млрд долл. на «зеленые» проекты¹⁴³. Компании фокусируются на разных активах, так, например, Equinor укрепляет свои позиции в оффшорной ветроэнергетике, Shell и BP уделяют особое внимание биотопливу, а Repsol и ENI развивают солнечную энергетику¹⁴⁴.

Компания Shell, которая уже имеет развитый заправочный бизнес, приобрела электростанционные компании Ubitricity¹⁴⁵ и NewMotion.¹⁴⁶ В 2019 она приобрела также немецкий стартап Sonnen¹⁴⁷, занимающийся батареями, а Shell Technology Ventures инвестировала в производителя аккумуляторных батарей Aquion.

BP в 2017 г. компания анонсировала приобретение доли в английской компании Lightsources, имеющей сильные позиции на рынке солнечной энергетики в Великобритании¹⁴⁸¹⁴⁹. В 2018 г. BP также приобрела крупнейшую в Великобритании электростанционную сеть Chargemaster¹⁵⁰ и инвестировала в

¹⁴³ <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-mergers-and-acquisitions.html>

¹⁴⁴ <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2019/12/ru-ru-renewable-energy-sources-for-oil-and-gas.pdf>

¹⁴⁵ <https://www.theguardian.com/business/2021/jan/25/shell-agrees-deal-to-buy-electric-car-charging-company-ubitricity>

¹⁴⁶ <https://www.reuters.com/article/us-newmotion-m-a-shell/shell-buys-newmotion-charging-network-in-first-electric-vehicle-deal-idINKBN1CH1QV>

¹⁴⁷ <https://www.ft.com/content/12f343d6-3100-11e9-8744-e7016697f225>

¹⁴⁸ <https://www.nytimes.com/2017/12/15/business/energy-environment/bp-lightsources-solar.html>

¹⁴⁹ <https://www.lightsourcebp.com/us/about/>

¹⁵⁰ <https://www.theguardian.com/business/2018/jun/28/bp-buys-uks-biggest-electric-car-charger-network-for-130m>

компанию StoreDot, развивающую технологию литий-ионных аккумуляторов, которая обеспечивает сверхбыструю зарядку для мобильных и промышленных рынков¹⁵¹.

Total сокращает углеродный след за счет увеличения инвестиций в низкоуглеродные газовые проекты и электрогенерацию. В 2016 г. Total приобрела производителя накопителей энергии Saft за 1,1 млрд долл.¹⁵² Также Total объявила о сотрудничестве с автопроизводителем Opel и планах инвестировать порядка 5,5 млн долл. в развитие производства аккумуляторов для электромобилей мощностью до 47 ГВтч¹⁵³. Она также приобрела сеть электрозаправок Blue Point London.¹⁵⁴

Также можно упомянуть кооперацию Repsol и Ibil¹⁵⁵ и партнерство ENI и IONITY¹⁵⁶. Эти примеры показывают, как нефтегазовые компании видят свои перспективы в транспортном секторе и как планируют сокращать свои эмиссии ПГ в сфере охвата 3.

Норвежская компания Equinor (ранее Statoil and StatoilHydro) имеет доли в проектах по ветрогенерации: это плавучая ветряная ферма Hywind Scotland¹⁵⁷, офшорные ветроэнергетические польские проекты Baltyk Środkowy III и Baltyk Środkowy II¹⁵⁸, немецкая Arkona, Sheringham Shoal¹⁵⁹ в Северном море и другие проекты. Новый CEO компании Equinor озвучил свои намерения по усилению формирования портфеля в области ВИЭ: «Я собираюсь перераспределить наши активы между нефтью, газом и ВИЭ»¹⁶⁰.

В мировой нефтегазовой отрасли существует пример и кардинального изменения профиля компании: датская Ørsted (Oersted) (ранее - Danish Oil and Natural Gas) полностью изменила свою стратегию развития в 2012 г. Компания осуществила полный пересмотр стратегии и превратилась в самую зеленую в мире корпорацию по версии рейтинга Corporate Knights 2020 Global 100¹⁶¹. Компания планирует к 2025 г. на 100% перейти на производство «зеленой» энергии.

¹⁵¹ <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-invests-in-ultra-fast-charging-battery-company-storedot.html>

¹⁵² <https://www.saftbatteries.com/media-resources/press-releases/total-takes-control-saft-groupe-after-successful-tender-offer-which>

¹⁵³ <https://www.oilandgas360.com/woodmac-energy-storage-to-accelerate-global-energy-transition-in-2020s/>

¹⁵⁴ <https://www.total.com/media/news/news/united-kingdom-total-acquires-londons-largest-electric-vehicle-charge-points>

¹⁵⁵ <https://www.repsol.com/en/press-room/press-releases/2019/repsol-and-ibil-strengthen-their-position-in-electric-vehicle-charging.cshtml>

¹⁵⁶ <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2018/10/eni-and-ionity-sign-framework-agreement-to-install-high-power-chargers-for-electric-cars-at-eni-service-stations.html>

¹⁵⁷ <https://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-34694463>

¹⁵⁸ <https://cleantechnica.com/2018/03/06/statoil-acquires-50-interest-1-2-gw-polish-offshore-wind-farms/>

¹⁵⁹ <http://sheringhamshoal.co.uk/>

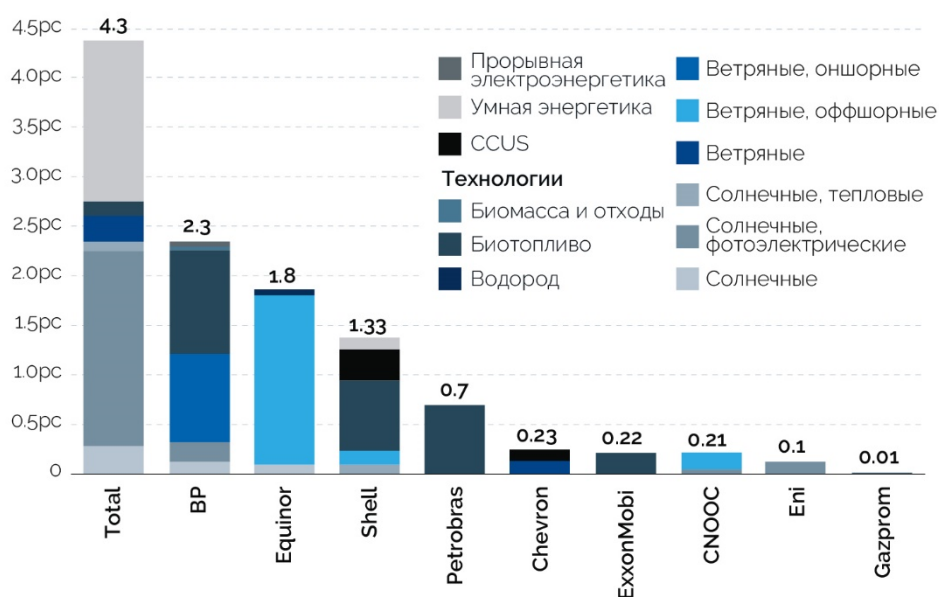
¹⁶⁰ <https://www.reuters.com/article/us-equinor-ceo-idUSKCN2560B4>

¹⁶¹ <https://orsted.com/en/sustainability/our-stories/worlds-most-sustainable-company-2020>

Доля инвестиций в ВИЭ составила всего 0,5–4,2% от общего объема инвестиций ведущих нефтегазовых компаний в период с 2016 по 2019 гг.

Однако, в основном изменение углеродного следа портфеля нефтегазовых компаний идет не так кардинально. По данным на 2019 г., хотя мировые нефтегазовые компании действительно инвестировали во внедрение низкоуглеродных технологий, но эти затраты составили всего 0,5–4,2% от их общего объема инвестиций (рис. 25). Среди основных направлений инвестирования можно отметить солнечную, ветряную и биоэнергетику, а также технологические решения в области накопления, хранения и распределения энергии. По данным МЭА, в целом по нефтегазовой отрасли средний показатель инвестиций, выделяемых на «зеленые» проекты, еще ниже и составляет лишь 1%¹⁶².

Рис. 25 - Доля капиталовложений крупных нефтегазовых компаниях, направленных на низкоуглеродные технологии



Источник: <https://www.petroleum-economist.com/articles/low-carbon-energy/energy-transition/2020/dividing-lines-appear-in-transition-approaches>

Реструктуризация

Крупнейшие нефтегазовые компании по-прежнему концентрируются на добыче и переработке углеводородов, их транспортировке, переработке и сбыте, однако масштаб работы над проектами ВИЭ потребовал создания отдельных подразделений или выделения дочерних организаций. Так, например, Shell, Total, ENI создали специальные подразделения для управления проектами и инвестициями в возобновляемую и низкоуглеродную энергетику. Мы полагаем, что в будущем такая реструктуризация будет продолжаться.

Развитие нефтегазохимического направления

Международные нефтегазовые компании уделяют всё больше внимания диверсификации бизнеса в сегмент нефтегазохимии, который использует углеводороды не в

¹⁶² The Oil and Gas Industry in Energy Transitions / International Energy Agency. 2020.

качестве топлива, а как сырье с потенциально высокой добавленной стоимостью и с быстро растущим спросом на конечную продукцию. Они рассматривают нефтегазохимию как возможность снизить риски колебания цен на выпускаемую продукцию путем диверсификации продуктового портфеля, повышения маржинальности бизнеса и получения синергетического эффекта. По мере актуализации климатической повестки развитие нефтегазохимического сегмента создает дополнительные возможности и выгоды с точки зрения декарбонизации. Более подробный анализ дан в разделе «Декарбонизация» в нефтегазохимическом секторе.

Корпоративные фонды

Корпоративное венчурное инвестирование обычно сосредоточено в корпоративных венчурных фондах. Такие подразделения имеются практически у всех мейджеров: Shell Technology Ventures, Chevron Technology Ventures, Energy Technology Ventures (ConocoPhillips), AE Ventures (BP), Total Energy Ventures. Интересы этих фондов в первую очередь связаны с альтернативными источниками энергии и с повышением операционной эффективности, в том числе, за счет цифровых технологий.

Согласно исследованию CB insights, с 2008 по 2017 гг. интегрированные нефтяные компании составляли порядка 80% инвесторов в отраслевые стартапы, остальные 20% — это независимые геологоразведочные, нефтесервисные и нефтеперерабатывающие компании (рис. 26).

Рис. 26 - Инвестиции нефтегазовых корпораций в 2008–2017 гг.



Источник: CB insights.

Многие компании начинают создавать корпоративные венчурные фонды, сосредоточенные на инновациях в области снижения утечек метана, операционной эффективности,

улавливании и хранении углерода, водородных технологий и т.п.

Корпоративные инвестиции, не связанные с венчурным капиталом, могут быть также направлены непосредственно на сокращение углеродного следа. Так, в марте 2019 г. компания BP объявила о создании нового фонда (Upstream Carbon Fund), который должен обеспечить финансирование новых проектов по сокращению выбросов в процессе добычи нефти и газа в течение следующих трех лет на общую сумму 100 млн долл.¹⁶³

Корпоративные стратегии декарбонизации включают также промышленную кооперацию как в области НИОКР, так и в пилотировании проектов глубокой декарбонизации с целью повысить качество и скорость разработки новых технологий. OGCi показывает хороший пример инвестиций в совместные корпоративные венчурные фонды. Примером совместного пилотирования крупного проекта глубокой декарбонизации является недавно одобренный проект CCUS Northern Lights¹⁶⁴.

Торговля углеродными разрешениями и использование добровольных схем зачета сокращений выбросов

Торговля углеродными разрешениями и кредитами не только позволяет компаниям быстро снизить свой углеродный след, но создает важный ценовой сигнал, ориентируясь на который, компании могут экономически обоснованно принимать решения о своей стратегии декарбонизации.

В мире существуют разные варианты организации углеродных рынков, и компании нефтегазового сектора активно используют все из них. Торговля углеродными разрешениями и кредитами, как и налоги на выбросы ПГ, не только позволяет компаниям быстро снизить свой углеродный след, но также призвана стимулировать инвестиции в технологии декарбонизации или в безуглеродные источники энергии. Данные инструменты используются в качестве ценового сигнала - ориентируясь на него, компании могут экономически обоснованно принимать решения о своей стратегии декарбонизации. Ниже подробнее рассмотрены различные варианты ценообразования на CO₂.

Первый сегмент – это торговля углеродными разрешениями на выбросы (принцип cap-and-trade). Это регулируемый рынок, на котором торгуются выданные в рамках Киотского протокола разрешения на выбросы ПГ. Разрешения распределяются между странами и между компаниями в отраслях, включенных в перечень регулируемых, внутри страны. Распределение может производиться бесплатно либо в формате аукциона. Правительства устанавливают верхний предел или «ограничение» на общий объем выбросов в одном или нескольких секторах экономики. Компании в этих секторах должны обладать разрешением на каждую единицу выбросов, которые они осуществляют. Они могут получить разрешения на выбросы бесплатно либо купить их у государства, а также торговать ими с другими компаниями.

¹⁶³ <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-commits-100-million-to-fund-new-emissions-reductions-projects.html>

¹⁶⁴ <https://northernlightscs.com/what-we-do/>

Ежегодно объем разрешений снижается, стимулируя компании либо сокращать выбросы, либо покупать дополнительные разрешения у других компаний, у которых образовались лишние разрешения с момента первоначального распределения. При этом список регулируемых отраслей постепенно расширяется: в начале это были только энергетика и добывающие индустрии, в последние годы добавились авиакомпании, лесоперерабатывающие предприятия, транспортный сектор.

Помимо описанного выше межгосударственного механизма, к 2020 г., согласно отчету Всемирного Банка, развивалось уже более 30 региональных систем торговли выбросами. Вместе с 30 странами, которые на сегодняшний момент ввели углеродные налоги, эти механизмы покрывают примерно 22% мировых выбросов ПГ¹⁶⁵. Их цены на CO₂ находились в чрезвычайно широком диапазоне от 1 до 127 долл./т CO₂-экв., причем примерно 50% выбросов оценивали дешевле 10 долл./т CO₂-экв.

На март 2021 г. средневзвешенная цена на CO₂, рассчитанная по методике IHS и включающая European Union Allowances (EUA), California Carbon Allowances (CCA), Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), North American Pricing и ICE Futures Pricing, составила 28,2 долл./т CO₂-экв.¹⁶⁶ (рис. 27).

Рис. 27 - Средневзвешенная цена CO₂, долл./т



Источник: IHS Markit Global Carbon Index.

Углеродные рынки развиваются и за пределами международного и национального государственного регулирования. Растет роль добровольных схем зачета сокращений выбросов на основе реализации инвестиционных проектов. Торговля углеродными кредитами

¹⁶⁵ State and Trends of Carbon Pricing Initiatives 2020. World bank, 2020.
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809>

¹⁶⁶ <https://indices.ihsmarkit.com/Carbonindex>

(carbon offsets) – добровольный рынок, на котором компании из разных, в том числе нерегулируемых, индустрий могут выступать в качестве эмитентов кредитов (реализуя проекты по снижению выбросов ПГ), либо в качестве покупателей кредитов для компенсации своего углеродного следа. Становиться участниками таких схем компании заставляют как желание сократить выбросы ПГ из соображений корпоративной ответственности, так и наличие сопряженных выгод, в том числе получение долгосрочных конкурентных преимуществ из-за более раннего по сравнению с конкурентами освоения передовых зеленых технологий.

Реализация добровольных проектов по сокращению выбросов контролируется набором международных стандартов верификации единиц сокращения (Verified Carbon Standard, Gold Standard и др.), которые варьируют в зависимости от вида и географии проектной деятельности, а также деталей методологии учета сокращения. Проекты охватывают разные сферы деятельности — от лесного и сельского хозяйства до повышения энергоэффективности производства и перехода на чистые источники энергии¹⁶⁷.

В силу отличий между различными проектами на добровольных рынках, объемы торговли и средняя реализуемая цена на кредиты для проектов разных типов может существенно различаться в зависимости от географии, типа сертификации и типа проекта. На 2020 г. цены находились в основном в диапазоне 1-13 долл./т CO₂-экв. (рис. 28).

Рис. 28 - Объем инвестиций в добровольный рынок кредитов и средняя стоимость по типам проектов, 2019 г.



Источник: Forest Trends' Ecosystem Marketplace; State of Voluntary Carbon Markets Report; Special Climate Week NYC 2020 Installment. Washington DC: Forest Trends Association, 2020.

<https://app.hubspot.com/documents/3298623/view/101893633?accessId=bf5d12>

Граница между двумя рынками – регулируемым и добровольным – начинает постепенно стираться, так как

¹⁶⁷ <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/evolyutsiya-uglerodnykh-rynkov-est-li-mesto-dlya-rossii/>

регулируемые рынки начинают заимствовать механизмы добровольного рынка для повышения качества транзакций (рис. 29).

Рис. 29 -Механизмы регулируемого и добровольного рынков



Источник: Sustainalize.

Обязательный регулируемый рынок превосходит добровольный рынок по объемам годовой торговли в 100 раз, при этом на первом исторически имеет место большая волатильность цен в связи с избыточным объемом обязательного размещения.

Обоим рынкам присущи недостатки, которые постепенно устраняются. Так, например, подвергался критике объем регулируемых выбросов и порядок их распределения между промышленными компаниями. Проблема избыточного предложения углеродных разрешений обострилась в периоды экономического спада. В 2018-2019 гг. эта проблема отчасти была решена за счет изъятия части разрешений в резервный фонд и за счет расширения периметра регулируемых индустрий.

Наблюдались также злоупотребления на добровольном рынке при выпуске кредитов по проектам, которые не удовлетворяли таким необходимым критериям, как постоянное снижение выбросов, инкрементальность (то есть проект не удалось бы осуществить без поступлений от продажи углеродных кредитов) и отсутствие возможности перенести кредиты в другие секторы или регионы (точность измерения эффектов).

И на регулируемом, и на добровольном рынках при операциях с разрешениями или кредитами крайне сложно избежать двойного учета. Важнейшую роль в решении этой проблемы играет распространение стандартов сертификации проектов.

Критика механизмов торговли CO₂ также связана с тем, что компании скупают дешевые (и не всегда «благонадежные») углеродные кредиты вместо того, чтобы заниматься реальным снижением выбросов ПГ в своих операциях – в связи с этим даже возник специальный термин «зеленый камуфляж» (greenwashing). Однако исследования CDP, одного из ведущих НКО в области сокращения углеродного следа, показали, что компании, которые стали покупать углеродные кредиты, практикуют более жесткие подходы к снижению углеродного следа, чем те, которые вовсе не вовлечены в добровольную торговлю углеродными кредитами¹⁶⁸.

Энергетические и нефтегазовые компании обеспечивают около 30% объема торговли углеродными кредитами¹⁶⁹. Среди крупнейших покупателей — ExxonMobil, ENI, Shell, ConocoPhillips, OMV. У разных игроков существенно варьируется доля покупок на обязательных рынках, что отражает неравномерное распределение кредитов в рамках одной отрасли в разных странах. Например, в 2019 г. на рынке европейской системы торговли выбросами EU ETS (крупнейший и самый ликвидный обязательный рынок) объем дополнительных закупок разрешений колебался от 20% (ConocoPhillips) до 45% (Equinor) (табл. 8).

Таблица 8 - Доля закупок углеродных разрешений компаниями нефтегазового сектора на EU ETS от объема регулируемых выбросов ПГ

Компания	Доля закупок, %
ConocoPhillips	20
Shell	24
Repsol	28
OMV	41
Equinor	45

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО на основании данных компаний.

Показательно, что все большее распространение в ведущих корпорациях получает самостоятельное введение внутренних цен на CO₂¹⁷⁰. Многие крупные нефтегазовые компании, в том числе «ExxonMobil», «Royal Dutch Shell», «Equinor», «ConocoPhillips», «Total» и др. уже установили их для себя. Внутренние цены на CO₂ используют при принятии инвестиционных решений: расчетный объем выбросов в рамках планируемого проекта, помноженный на цену, заносится в плановые издержки, и вместе с традиционными финансовыми показателями влияет на оценку эффективности проекта и, как следствие, решение о его запуске. В широком смысле внутренняя цена на углерод — это, во-первых, один из

¹⁶⁸ <https://www.ecosystemmarketplace.com/articles/debunked-eight-myths-carbon-offsetting/>

¹⁶⁹ <https://www.forest-trends.org/wp-content/uploads/imported/Buyers%20Report-2016%20FINAL.pdf> of 2012-2014 surveys

¹⁷⁰ <https://www.c2es.org/site/assets/uploads/2017/09/business-pricing-carbon.pdf>

способов управления рисками, связанными с регулированием выбросов на международном, национальном или отраслевом уровне; а во-вторых, инструмент позиционирования себя в мире, где вопросам декарбонизации уделяется все большее внимание.

Следует подчеркнуть, что пока большинство механизмов ценообразования на CO₂ не отражают в полной мере его социальную стоимость, то есть выраженную в долларах оценку экономических убытков, которые могут возникнуть в результате эмиссии одной дополнительной тонны ПГ в атмосферу. Отметим, что сама по себе социальная стоимость углерода – показатель, который является предметом постоянных споров. В настоящее время он оценивается в зависимости от методологии в очень широком диапазоне 50–417 долл./т CO₂-экв.¹⁷¹

Если сравнивать разные ценовые сигналы и варианты снижения углеродного следа, то в целом на сегодняшний день самым недорогим способом для компаний нефтегазового сектора является покупка и погашение добровольных углеродных кредитов. Цены добровольного трейдинга находятся в диапазоне 1–13 долл./т CO₂-экв., что существенно ниже как уровня цен обязательных рынков, так и внутренних цен на CO₂ в среднем составляющих у компаний около 25 долл./т CO₂-экв.¹⁷² и «социальной цены» CO₂, рассчитанной по методике Всемирного Банка и составляющей 50 долл./т CO₂-экв.

Это – серьезное препятствие для масштабной декарбонизации. По оценкам Комиссии высокого уровня по углеродным ценам, для того, чтобы можно было рентабельно сокращать выбросы ПГ в объемах, соответствующих целям Парижского соглашения, цена на CO₂ должна составлять как минимум 40–80 долл./т CO₂-экв. к 2020 г. и 50–100 долл./т CO₂-экв. к 2030 г.¹⁷³ На сегодняшний день менее 5% выбросов ПГ находятся в этом диапазоне, при этом средняя мировая цена на CO₂, по оценкам МВФ, вообще составляет всего 2 долл./т CO₂-экв.¹⁷⁴

Если смотреть на перспективу до 2030 г., прогнозы цен на CO₂ сильно варьируются в разных источниках, однако все находятся в более высоком ценовом диапазоне 30–95 долл./т CO₂-экв. (табл. 9). Так что можно предположить, что в ближайшем будущем компаниям сектора придется гораздо

¹⁷¹ <https://www.edf.org/true-cost-carbon-pollution>

¹⁷² <https://www.mckinsey.com/business-functions/strategy-and-corporate-finance/our-insights/the-state-of-internal-carbon-pricing>

¹⁷³ CPLC, Report of the High-Level Commission on Carbon Prices, May 29, 2017.

https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53decccfb4c/t/59b7f26b3c91f1bb0de2e41a/1505227373770/CarbonPricing_EnglishSummary.pdf

¹⁷⁴ IMF, Putting a Price on Pollution, Finance & Development 56(4), December, 2019.

<https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2019/12/the-case-for-carbon-taxation-and-putting-a-price-on-pollution-parry.htm>

больше внимания уделять углеродным рынкам и устанавливать более высокие внутренние цены на CO₂.

Таблица 9 - Сравнение прогнозов цен CO₂

Источник	Прогноз цены CO ₂
Международная ассоциация по торговле квотами на выбросы парниковых газов (IETA)	2020–2030: 32 долл./т, в среднем
Zero Carbon Commission, Великобритания	2025: 60 евро/т 2030: 81 евро/т
Carbon Tracker, аналитический институт	50 евро/т (расчетная величина, необходимая для достижения целевого сокращения выбросов)
Carbon market watch	40–80 евро/т к 2030 г. необходимы для достижения целей Парижского соглашения

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

В целом, большинство нефтегазовых компаний придерживается пассивной стратегии на рынках углеродной торговли:

- покупка в объемах, необходимых для покрытия обязательств в рамках регулируемого рынка;
- покупка на добровольном рынке для зачета выбросов, связанных со служебными поездками сотрудников (Equinor);
- некоторые компании также выпускают кредиты под реализацию собственных проектов, например, WALFA ConocoPhillips (100 000 т), Quest CCS от Shell (500 000 т);
- Использование углеродных кредитов для компенсации выбросов, связанных с отдельными партиями СПГ или нефти¹⁷⁵.

Лучшей практикой на сегодня является: сначала сократить все, что можно сократить, а остальное компенсировать углеродными кредитами.

Сокращение ПГ за счет инвестиций в регенеративное землепользование

Леса и почва являются естественными поглотителями и хранилищем углерода (табл. 10). По данным отчета в рамках РКИК, примерно 30–50% потенциала сокращения углеродных выбросов на горизонте 2030–2050 гг. приходится на регенеративное землепользование (проекты декарбонизации, связанные с лесами, болотами, сельскохозяйственными угодьями).

¹⁷⁵ <https://www.poten.com/wp-content/uploads/2020/09/Carbon-Neutral-LNG-Offerings-LNGWM-Aug-2020-1.pdf>

Все чаще нефтегазовые компании рассматривают проекты, связанные с природными поглотителями CO₂, хотя и с определенной долей опаски на стадии подбора проекта и партнеров из-за сложного подсчета собственно антропогенного воздействия и негативного освещения несовершенств таких проектов в СМИ.

Таблица 10 - Глобальные хранилища углерода в разных экосистемах и углеродные пулы глубины 1 м

Биом	Площадь, × 10 ⁹ га	Глобальные хранилища углерода (GT C)		
		Растительность	Почва	Итого
Тропические леса	1,76	212	216	428
Смешанный лес	1,04	59	100	159
Бореальный лес	1,37	88	471	559
Тропическая саванна	2,25	66	264	330
Степи	1,25	9	295	304
Пустыни и полупустыни	4,55	8	191	199
Тундра	0,95	6	121	127
Заболоченная почва	0,35	15	225	240
Пахотные земли	1,60	3	128	131

Источник: МГЭИК 2000.

Человеческое воздействие и изменение климата существенно влияют на состояние этих экосистем. Почвообразование происходит в 20 – 100 раз медленнее, чем эрозия почвы. Расширяются площади пустынь, частота засух и они затрагивают все более возрастающее количество людей. 23% эмиссии антропогенных парниковых газов приходится на секторы сельского хозяйства, лесопереработки и других направлений использования земли.¹⁷⁶

Поскольку почва и леса одновременно поглощают и выбрасывают ПГ и естественного, и антропогенного происхождения, крайне сложно достоверно выделить собственно антропогенное воздействие. Существуют большие расхождения между различными моделями накопления углерода. Лучше всего удастся соотнести результаты проектов восстановления лесов и вырубки лесов, хуже всего (самые большие расхождения между моделями) — результаты проектов по управлению лесами.

Так как добыча углеводородов в основном происходит в удаленных районах, не связанных с сельскохозяйственной деятельностью, наиболее релевантными являются проекты по восстановлению лесов и болот. Вместе с тем, возможны проекты в области регенеративного земледелия, после их реализации компании могут получить углеродные кредиты.

По оценкам Продовольственной и сельскохозяйственной организации ООН, общий запас углерода в лесах по всему миру сократился с 668 Гт в 1990 г. до 662 Гт в 2020 г. При этом одновременно возросла удельная интенсивность хранения с 159 до 162 т на гектар леса¹⁷⁷.

В разных климатических условиях и на различных этапах жизненного цикла способность леса как к накоплению, так и к хранению углерода отличается. Быстрее всего накапливают

¹⁷⁶ IPCC Climate and land& Summary for policy makers 2019.
<https://www.ipcc.ch/srccl/chapter/summary-for-policymakers/>

¹⁷⁷ <http://www.fao.org/3/CA8753EN/CA8753EN.pdf>

углерод молодые леса, зрелые и старовозрастные леса обеспечивают максимальный объем хранения углерода. Хранение максимального объема углерода достигается в теплом, умеренно влажном климате. Углерод хранится не только в наземной биомассе, но и в мертвой древесине/сухостое, в лесной почве и подстилке. В северных таежных лесах объёмы хранения в наземной биомассе, сухостое и в почве сопоставимы, тогда как в южных тропических лесах основной запас углеродов находится в надземной биомассе деревьев¹⁷⁸.

Вырубка лесов является вторым по величине антропогенным источником ПГ в мире (17% по оценкам МГЭИК)¹⁷⁹. С 1990 г. мир потерял более 178 млн гектаров леса, хотя темпы сокращения за год постепенно снижались с 7,8 млн гектаров в среднем в 1990–2000 гг. до 4,7 млн гектаров в 2010–2020 гг. Основные потери приходятся на Африку и Южную Америку, то есть на тропические леса, где наиболее велики удельные запасы углерода¹⁸⁰.

Существует несколько типов проектов, как сократить углеродный след с использованием лесов и болот:

- консервация лесов и отказ (сокращение объемов) от вырубки в связи с операционной деятельностью;
- сохранение и восстановление торфяных болот;
- обеспечение пожарной безопасности;
- щадящий режим лесозаготовок (минимальные повреждения почвы);
- уменьшение образования древесных отходов при рубке (использование балансовой древесины, переработка срубленного дерева на 100%);
- эффективное лесовосстановление (замена медленно растущих монокультур на смешанные быстрорастущие культуры разных видов);
- посадка эквивалентных по качеству деревьев на площади, равной той, где произошло обезлесение.

Следует отметить, что проекты лесной отрасли достаточно сложны для сертификации согласно программам по получению углеродных кредитов, именно они вызывают наибольшее количество споров в ходе климатических переговоров. Во-первых, методики оценки объемов накопления углерода в лесах и почве сложны с научной точки зрения, и для их правильного применения необходимо

¹⁷⁸

https://www.researchgate.net/publication/258726470_The_Role_of_Forests_in_Carbon_Cycle_Sequestration_and_Storage

¹⁷⁹ Climate Change: Synthesis Report / Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

¹⁸⁰ <http://www.fao.org/3/CA8753EN/CA8753EN.pdf>

достаточно точное описание лесных экосистем. Кроме того, сложно доказать инкрементальность накопления углерода в лесах и долгосрочность его хранения: действительно ли данный лес планировался к вырубке? И если это поле не засадить искусственно, возможно, лес вырастет естественным образом? Учитывая климатические и социальные изменения, есть ли гарантии, что лес просуществует достаточно долго? Кроме того, во многих странах лесной сектор является непрозрачным, что открывает возможности для больших злоупотреблений.

В течение долгого времени природные проекты не были представлены на рынках обязательного трейдинга, хотя и начали завоевывать свое место на добровольных рынках.

По оценкам World Business Council for Sustainable Development, на проекты регенеративного землепользования приходится только 2-3% от объемов финансирования, направленного на решение климатической проблемы в мире. Только 67 из 783 проектов (менее 1%), зарегистрированных в базе РКИК (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) для получения сертификатов сокращения выбросов (CER), относятся к проектам в лесной отрасли¹⁸¹.

В 2013 г. в рамках РКИК были выработаны критерии и механизмы подсчета углерода в лесах, а также механизмы проверки проектов в лесной отрасли — проект REDD+ (Reducing emissions from deforestation and forest degradation, plus forest enhancement). Реализуя проекты REDD+, компании получают углеродные кредиты, которые идут в зачет общих выбросов¹⁸².

С 2016 г. началось распространение углеродных кредитов на обязательных рынках торговли углеродными кредитами: Австралия, Калифорния, Китай и Новая Зеландия начали включать природные проекты в программы углеродных кредитов, торгуемых на обязательных рынках. Самый большой рынок углеродных кредитов, связанных с лесопользованием, — аукцион проектов Австралии. С учетом этих объемов торговля углеродными кредитами для проектов лесопользования занимала первое место по доле объемов и стоимости на добровольных рынках торговли углеродом.

¹⁸¹ <https://cdm.unfccc.int/Statistics/Public/index.html>

¹⁸² <https://redd.unfccc.int/fact-sheets/warsaw-framework-for-redd.html>

Таблица 11 - Сводная информация по типам углеродного финансирования лесной отрасли, 2009 и 2009–2016 гг. суммарно, млн долл.

Тип финансирования	Вид финансирования	2016	Все годы*
Рыночное	Добровольные операции по возмещению выбросов углерода в леса	74,2	996,6
	Регулируемые сделки по возмещению выбросов углерода в леса**	551,4	1 573,9
Не рыночное	Платежи по программе REDD+	36,5	218,0
Итого		66,1	2 788,5

* С 2009 г. Ecosystem Marketplace ежегодно отслеживает углеродное финансирование лесной отрасли, у организации также есть данные, начиная с 2000 г., когда эта сфера только начала развиваться. В колонке «Все годы» представлена информация по всему финансированию за все годы, данными за которые располагает компания.

** В общую стоимость регулируемых сделок включены платежи Австралийского фонда сокращения выбросов по зачетам землепользования на общую сумму 1,2 млрд долл. за все годы и на сумму 509,5 млн долл. за 2016 г. Данное финансирование было отнесено к рыночному, так как контракты были заключены на конкурсном аукционе; однако сегодня единственным покупателем является правительство. Без учета данных платежей стоимость регулируемых сделок составила бы 41,9 млн долл. в 2016 г.

Источник: <http://www.fao.org/3/CA8753EN/CA8753EN.pdf>.

Природные проекты, в основном, являются недорогим (по сравнению со средней ценой CO₂) способом получить углеродные кредиты (табл. 12).

Таблица 12 - Объем, стоимость и средневзвешенная цена добровольного углеродного возмещения по сделкам с распределением по категориям проектов, 2019 г.

Категория проекта	Объем, млн т CO ₂ -экв.	Средняя цена, долл./т	Стоимость, млн долл.
ВИЭ	42,4	1,4	60,1
Лесопользование и землепользование	36,7	40,3	159,1
Утилизация отходов	7,3	2,5	18,0
Бытовые электрические приборы	6,4	3,8	24,8
Химические процессы / промышленное производство	4,1	1,9	7,7
Энергоэффективность/ переход на другие виды топлива	3,1	3,9	11,9
Транспортировка	0,4	1,7	0,7

В 2019 г. объем сделок по ВИЭ превысил объем сделок по природным проектам в отрасли лесопользования и землепользования, но стоимость самих природных проектов была в три раза больше, чем стоимость проектов по ВИЭ.

Источник: State of forest carbon finance 2019.
<https://app.hubspot.com/documents/3298623/view/88656172?accessId=b01f32>

В 2019 г. крупнейшие нефтегазовые компании Shell, BP, Total и Eni анонсировали свои стратегии по снижению углеродного

следа, предполагающие использование углеродных кредитов от лесных проектов или так называемых природных проектов (например, посадка деревьев, сохранение лесов). Ряд компаний (Repsol, ConocoPhillips) реализуют проекты лесной отрасли для получения углеродных кредитов, хотя и не публикуют специфические стратегические цели в этой области. А другая часть игроков (Saudi Aramco, Equinor) реализуют лесные проекты в связи с задачами поддержания местных сообществ и законодательными требованиями по лесовосстановлению (табл. 13).

Таблица 13 - Примеры проектов

Компания	Проект	Партнер
Shell	Отводит на природные проекты около 50% сокращения углеродных выбросов. Объем инвестиций — 300 млн долл. в 2019–2021 гг. Реализовано или находится на этапе реализации более 18 проектов по консервации, лесовосстановлению и созданию новых лесных территорий, удается получить углеродные кредиты, эквивалентные более чем 15 млн т CO ₂ ежегодно	Проекты реализованы при помощи профессиональных фондов: Acre Investment, WildLife Alliance, Permian Global, TIST, Althelia Funds
ConocoPhillips	С 2005 г. инвестирует 1 млн долл. ежегодно в пожароохранные проекты West Arnhem Land Fire Abatement Project в Австралии, получая углеродные зачеты в размере 100 000 т CO ₂	Муниципальные власти и местные ренджеры (лесники), Nornern Land Council, Arnhem Land Rangers
Repsol	Приобретает проектные углеродные кредиты у профильной организации, занимающейся лесовосстановлением и управляющей выращиванием леса в Испании	Proyecto Forestal CO ₂ CERO
LUKOIL	Как и другие нефтегазовые компании РФ, проводит компенсационное лесовосстановление в регионах присутствия. С 2009 г. высажено более 1 млн саженцев сосны сибирской кедровой (сибирского кедра) и сосны обыкновенной в Западной Сибири	Нет данных
Saudi Aramco	Программа высадки 1 млн деревьев к 2025 г. для снижения обезлесения и сокращения пустынь. Не указаны цели проекта по углероду	Нет данных
Equinor	Поддерживает развитие Emergent, НКО, фокус — на ускорении консервации тропических лесов, сертифицированных по стандарту ART (REDD+)	Emergent

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний и отчетам CDP.

В целом осторожность в использовании данного инструмента нефтегазовыми компаниями связана, на наш взгляд, с критикой, которой подвергались лесные проекты на ранних этапах формирования рынка углеродных кредитов и

сложностью данных проектов для непрофильных организаций. Кроме того, часть регуляторов и НКО придерживаются точки зрения, что любые углеродные кредиты, в том числе от лесных проектов, могут приобретаться только компаниями, которые исчерпали все другие способы сокращения своего углеродного следа.

Улавливание, хранение, утилизация и удаление CO₂

Технологии улавливания, хранения, утилизации и захоронения углекислого газа являются высокотехнологичным решением для сокращения выбросов ПГ в атмосферу.

Ряд научных центров, исследовательских институтов и лабораторий признают важнейшим компонентом декарбонизации экономики внедрение процессов улавливания, а также утилизации или хранения (захоронения) углекислого газа. Существует три подхода к улавливанию CO₂: улавливание непосредственно на источниках выбросов на производственных объектах, улавливание у потребителей и улавливание CO₂ из атмосферы.

Важнейшими преимуществами технологий CCUS являются:

- Сохранение диверсифицированного энергоснабжения, предусматривающее продолжительное и безопасное для климата использование традиционных ископаемых топлив;
- Поддержка долгосрочного функционирования и инвестиционной привлекательности промышленных производств, характеризующихся высоким уровнем выбросов ПГ;
- Сохранение эффективности капитальных вложений в отрасли энергетики и промышленности;
- Расширение технологических возможностей управления энергогенерацией;
- Производство водородного топлива на базе ископаемых видов топлива, характеризующееся низким уровнем выбросов.

Улавливание, хранение и утилизация CO₂

2050 г. объем улавливания и хранения CO₂ должен достичь 4,6 ГтCO₂-экв. в год, что сопоставимо с масштабами современной нефтяной промышленности и создает новую возможность для диверсификации бизнеса нефтегазовых компаний.

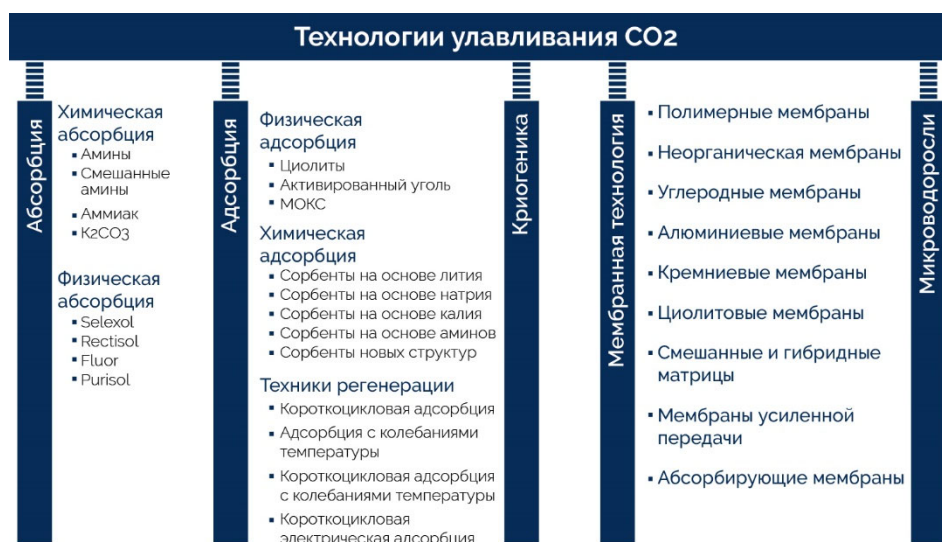
Улавливание углекислого газа непосредственно на источниках выбросов на производственных объектах представлено технологическими решениями CCS (Carbon Capture and Storage – улавливание и захоронение углекислого газа), CCU (Carbon Capture and Utilization – улавливание и утилизация) и CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage – улавливание, утилизация и захоронение). Данная группа технологий включает в себя улавливание CO₂, выделяющегося в результате сгорания топлива или иных промышленных процессов (позволяют улавливать до 90% выбросов ПГ, а оставшийся после улавливания CO₂ можно сжечь или использовать повторно), дальнейшую его транспортировку и затем использование этого ресурса для

создания новых продуктов, услуг, либо его хранение в геологических формациях.

По оценкам МЭА, для того, чтобы достичь климатических целей в сценарии Устойчивого развития, к 2050 г. объем улавливания и хранения CO₂ в объемном выражении должен достичь 4,6 ГтCO₂-экв. в год, что сопоставимо с масштабами современной нефтяной промышленности¹⁸³¹⁸⁴. Таким образом, в течение ближайших 30 лет должна быть создана огромная новая индустрия по улавливанию, хранению и использованию CO₂, у которой будет примерно такой же масштаб деятельности, как и у нефтегазовой отрасли (при условии, конечно, что соответствующим образом разовьется углеродное регулирование и ценообразование на CO₂). Это – новая и масштабная возможность для диверсификации бизнеса нефтегазовых компаний.

Уже сегодня разрабатывается множество технологий CCUS (рис. 30–31, табл. 14), использующих различные решения с применением мембранных технологий и использованием сорбентов.

Рис. 30 - Обзор технологий улавливания углекислого газа



Источник:

https://www.researchgate.net/publication/257760384_Carbon_capture_from_stationary_power_generation_sources_A_review_of_the_current_status_of_the_technologies

¹⁸³ CCUS in Clean Energy Transitions. IEA Flagship report, September 2020.

<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

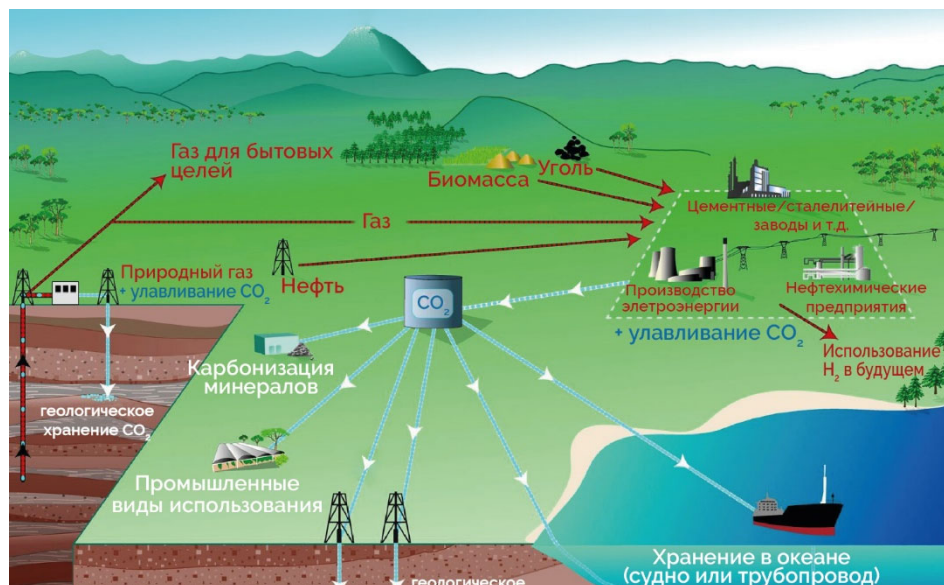
¹⁸⁴ BP statistical review 2020.

Таблица 14 - Технологии улавливания CO₂

Технология	Преимущества	Трудности внедрения
Химическая абсорбция	Пригодность для обработки природного газа и после процессов сжигания; высокая эффективность улавливания и селективность; низкие потери углеводородов	Высокие коэффициенты тепла в процессе улавливания; риски коррозии, выбросов, снижения качества растворителей; проблема термохимической стабильности новых растворителей; снижение коэффициента улавливания и тепла, температуры отпарки, позволяющее использовать отходящее тепло
Физическая абсорбция	Пригодность для обработки природного газа и после процессов сжигания; высокая эффективность улавливания; низкий коэффициент тепла для регенерации	Низкая селективность; потери водорода
Мембранная технология	Применение в обработке природного газа в крупнотоннажных плавучих хранилищах и при отгрузке; отсутствие регенерации; отсутствие необходимости применять химические реактивы; низкий углеродный след	Потребность сжимать подаваемый природный газ и использовать проницаемые мембраны; потери углеводородов; компромиссная проницаемость / селективность; низкое парциальное давление CO ₂ , препятствующее дожиганию
Улавливание до сжигания	Потенциально сравнительно недорогая технология; коммерчески привлекательность для производства H ₂ ; высокая производительность; крупномасштабное производство H ₂	Сложная схема; новые материалы для улавливания CO ₂ при высоких температурах; значительные стартовые инвестиции; небольшой накопленный опыт работы крупномасштабных электростанций на водороде
Криогенная дистилляция	Подходящая технология для обработки природного газа с высоким содержанием CO ₂ ; высокая селективность; низкие потери углеводородов; отделение CO ₂ в жидкой форме, сравнительно легкая транспортировка (вместо компрессоров используются насосы); пригодность для высокого содержания CO ₂	Необходимость избегать замораживания CO ₂

Источник: <https://static.clearpath.org/2019/12/191206-npc-roadmap-at-scale-deployment-of-ccus.pdf>

Рис. 31 - Разные технологии CCUS для работы с CO₂ и степень их готовности к коммерческому внедрению



Источник:

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_spm_ts_ru-1.pdf

Для дальнейшего развития инноваций в сфере технологий CCUS, необходимы инвестиции со стороны операторов, поставщиков услуг для месторождений, предприятий, выпускающих оборудование, и компаний, занятых в сфере энергетики и масштабная кооперация между ними. Это позволит справиться с вызовами, возникающими на практике, и быстрее двигаться к целям декарбонизации. Например, недавно фирма Baker Hughes приобрела Compact Carbon Capture, передовую технологическую компанию, которая специализируется на решениях по улавливанию углерода. От традиционных решений по улавливанию на базе растворителей технология компании Compact Carbon Capture отличается тем, что вместо статических колонн используются вращающиеся слои, которые позволяют эффективно распределять растворители в компактном модульном объеме. Технология вращающихся слоев улучшает процесс улавливания углерода, приводит к снижению углеродного слоя на 75%, а также требует меньших стартовых инвестиций¹⁸⁵.

Пока у CCUS весьма противоречивая бизнес-модель (табл. 15). Он обеспечивает сокращение выбросов ПГ, но не считается «зеленой» технологией; ассоциируется со значительными инвестициями, но не гарантирует их возврата. Тем не менее, CCUS уже рассматривается как важная часть декарбонизации.

¹⁸⁵ <https://investors.bakerhughes.com/news-releases/news-release-details/baker-hughes-signs-agreement-acquire-compact-carbon-capture>

Таблица 15 - SWOT-анализ CCUS

Сильные стороны	Угрозы
• Сокращение выбросов ПГ; • минимизация негативного воздействия на окружающую среду; • предотвращение изменения климата, глобального потепления; • отсутствие углеродного налога для экспортеров промышленной и углеродной продукции; • реализация стратегий низкоуглеродного развития в соответствии с Парижским соглашением и национальным регулированием; • высокая востребованность со стороны экспортеров углеводородной продукции, металлургической, химической продукции, декларирующих необходимость сокращения выбросов парниковых газов	• Отсутствие утвержденной методологической базы для проектирования и реализации технологических решений; • отсутствие законодательной, регуляторной базы, отсутствие установленных обязательств по реализации проектов CCS; • высокая зависимость от рынка сбыта — предприятий, транспортирующих, принимающих на хранение и утилизацию углекислый газ; • низкий интерес большинства отраслей промышленности к технологии при отсутствии обязательств внедрять эти процессы
Слабые стороны	Возможности
• Высокая стоимость оборудования; • длительные сроки окупаемости проектов; • сложная и многокомпонентная технологическая цепочка, объединяющая различные химические, физические и иные процессы; • отсутствие сертифицированных технологий, позволяющих комплексно реализовать цепочку «улавливание — транспортирование — утилизация — захоронение»; • отсутствие сертифицирующих предприятий, единых требований к объектам сертификации; • отсутствие специализированных транспортных мощностей, доступных сетей трубопроводов, предназначенных для транспортировки улавливаемого газа; • разнородность объектов, их объемов генерации исходного сырья (CO₂), для которого необходимы технологии улавливания	• Выход на новые рынки сбыта и потребителей, заинтересованных в потреблении низкоуглеродной продукции; • высокая востребованность технологий в переходный период из-за сложностей резкого перехода на другие виды топлива, а также из-за невозможности оперативно отказаться от традиционных видов топлива (например, природного газа); • соответствие стратегиям экономики замкнутого цикла применительно к концепции нулевых выбросов углекислого газа; соответствие европейским программам энергетического перехода и декарбонизации экономики.

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Далее перечислены некоторые меры, которые могут способствовать росту привлекательности проектов CCUS:

- целенаправленные государственные меры поддержки инициатив по созданию и развитию проектов CCS, подкрепленные стимулирующей политикой, комплексной оценкой капитальных и эксплуатационных затрат данных проектов;
- полномасштабные геологические исследования, обосновывающие возможность хранения CO₂ в конкретных пластах, содержащие сведения об их объемных характеристиках, а также рассмотрение вариантов закачки CO₂ в пласт для улучшения

производственных показателей нефтедобывающей отрасли;

- возможность отслеживать доходную часть проектов улавливания и утилизации CO₂, в частности, проектов закачки в нефтеносные пласты;
- введение отраслевого углеродного налога, являющегося стимулом сокращать выбросы CO₂;
- проектирование, разработка и совершенствование технологий CCS, реализация пилотных проектов;
- повышение информированности о технологиях CCS, а также о преимуществах и дополнительных возможностях, которые появляются у предприятий в результате внедрения таких технологий.

Большинство нефтегазовых компаний-лидеров уже инвестируют в масштабные проекты, предполагающие использование технологий CCS, в одиночку либо совместно. В основном эти проекты находятся на начальных стадиях внедрения (табл. 16).

Таблица 16 - Характеристики некоторых реализуемых компаниями нефтегазового сектора проектов CCUS

Компания	Технология, описание проекта, сокращение выбросов, затраты
Norske Shell, Total E&P Norge и Equinor ¹⁸⁶	Проект по хранению углерода в норвежском континентальном шельфе уже реализуется. Он направлен на улавливание CO ₂ на промышленных предприятиях на востоке Норвегии и дальнейшее хранение CO ₂ . С предприятия, где проводится улавливание, этот углекислый газ будет транспортирован морским путем в терминал разгрузки, расположенный на западном побережье страны. На терминале CO ₂ будет выгружен во временный резервуар хранения, а затем отправлен посредством трубопровода в нагнетательные скважины к востоку от месторождения Тролль на норвежском континентальном шельфе.
BP, ENI, Equinor, Shell и Total совместно с BP в качестве лидирующего оператора, Net Zero Teesside, Соединенное Королевство ¹⁸⁷	Net Zero Teesside — проект на основе технологий CCS, который проводится в городе Тиссайде на северо-востоке Англии. Первый этап проекта, включающий консультирование, был завершен осенью 2019 г., тогда же его представили населению. Сегодня продолжают технические и экологические работы в рамках проекта
Equinor	В Соединенном Королевстве реализуется проект H2H Saltend компании Equinor, речь идет о производстве голубого водорода с использованием технологий CCS ¹⁸⁸ . Ниже приведено несколько примеров технологии CCS, включающей предварительное сжигание. С 1996 г. при добыче природного газа на месторождении Слейпнер Вест ежегодно выделялась 1 т CO ₂ , ее отправляли на хранение в Utsira Formation. С 2008 г. установка Snøhvit отделяет CO ₂ от скважинного потока перед охлаждением газа для производства СПГ. CO ₂ транспортируется обратно в Snøhvit по трубопроводу и закачивается в подводный резервуар. В нормальном режиме работы в нем хранится до 700 000 т CO ₂ в год ¹⁸⁹ .

¹⁸⁶ <https://www.total.com/media/news/press-releases/statoil-shell-and-total-enter-co2-storage-partnership>

¹⁸⁷ <https://www.netzeroteesside.co.uk/>

¹⁸⁸ <https://www.equinor.com/en/what-we-do/h2hsaltend.html>

¹⁸⁹ <https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/carbon-capture-and-storage/>

Компания	Технология, описание проекта, сокращение выбросов, затраты
Chevron, Австралия ¹⁹⁰	Проект Gorgon СПГ, разрабатываемый в западной Австралии, является одним из крупнейших глобальных проектов по производству СПГ. Крупнейшее в мире предприятие использует технологии CCS и ежегодно улавливает 3–4 млн т CO ₂ при поддержке государственного гранта в размере 60 млн долл. Оно работает благодаря передовым многоступенчатым проектам по улавливанию углекислого газа с помощью компрессионных агрегатов, поставляемых ключевым технологическим партнером Baker Hughes, который также поставлял подводное оборудование и холодильные агрегаты для СПГ ¹⁹¹
Shell, Quest, Канада ¹⁹²	Комплексный объект, использующий технологии CCS, предназначен для улавливания, транспортировки и хранения CO ₂ глубоко под землей, его мощность — 1 млн т CO ₂ в год. К маю 2019 г., менее чем через четыре года после запуска, компания Quest уловила и надежно хранит более 4 млн т CO ₂ . На финансирование проекта компании Shell и Quest направили 745 млн и 120 млн канадских долларов, соответственно
Qatar Petroleum	Компания ввела в эксплуатацию завод по улавливанию и хранению углерода и нацелена на улавливание 5 млн т углекислого газа на своих объектах по производству сжиженного природного газа (СПГ) к 2025 г. Также компания рассматривает возможность использования технологии CO ₂ - EOR ¹⁹³

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний.

Экономическая эффективность реализации проектов CCS напрямую зависит от уровня цены/ налога на CO₂, а также от прогресса в развитии технологий и сокращении затрат.

Пока все эти проекты носят скорее пилотный характер, требуют мер господдержки и не являются прибыльным бизнесом для компаний нефтегазового сектора. В перспективе экономическая эффективность внедрения CCUS будет зависеть от двух факторов: от жесткости углеродного регулирования и вытекающего из этого уровня цены либо налога на CO₂, а также от прогресса в развитии технологий и сокращении капитальных и операционных затрат проектов CCUS.

Таблица 17 - Удельные затраты на улавливание, транспортировку, утилизацию и хранение углерода

Процесс	Диапазон стоимости	Источник энергоресурса	Источник
Улавливание	93 долл./т	Добыча природного газа	https://static.clearpath.org/2019/12/191206-npc-roadmap-at-scale-deployment-of-ccus.pdf
	37–74 долл./т	Добыча природного газа	https://www.osti.gov/servlets/purl/1170620
	40–140 долл./т	НПЗ	https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture
	70–84 долл./т	НПЗ	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S175058361730289X
	120 долл./т	Добыча природного газа	https://www.resourcesmag.org/resources-radio/going-deep-carbon-capture-utilization-and-storage-ccus-julio-friedmann/
	15–25 долл./т	Добыча природного газа	https://ccsknowledge.com/pub/documents/publications/2019May_IEA_Transforming_Industry_CCUS.pdf

¹⁹⁰ <https://australia.chevron.com/news/2019/carbon-dioxide-injection>

¹⁹¹ <https://www.businesswire.com/news/home/20091021006630/en/GE-Oil-Gas-Awarded-400-Million-Contract-for-Gorgon-One-of-the-World%E2%80%99s-Largest-Natural-Gas-Projects>

¹⁹² https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html

¹⁹³ <https://www.aljazeera.com/economy/2019/10/8/qatar-building-large-co2-storage-plant>

Процесс	Диапазон стоимости	Источник энергоресурса	Источник
Транспортировка	14 долл./т	—	https://static.clearpath.org/2019/12/191206-npc-roadmap-at-scale-deployment-of-ccus.pdf
	4,3–7,2 долл./т CO ₂ /250 км	—	https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2017/6126505/
Утилизация (закачка)	0,5–8,0 долл./т	—	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211339817300126
Хранение	1–12	Нет данных	https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2017/6126505/

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Таким образом, оценка удельных затрат в проектах CCUS показала, что в газовой промышленности мероприятия по улавливанию, транспортированию и утилизации CO₂ потребуют около 100 долл./т CO₂-экв.

Удаление CO₂

Технологии удаления углерода включают извлечение CO₂ из атмосферы прямо или косвенно (через абсорбцию CO₂ биомассой), и его закачку на постоянное хранение либо преобразование в безуглеродные синтетические топлива. Основная привлекательность технологий удаления углерода заключается в их способности компенсировать остаточные выбросы в тех секторах, где эти выбросы трудно сократить.¹⁹⁴ Они включают прямое улавливание CO₂ из атмосферы (DAC) и биоэнергетику с улавливанием и хранением углерода (BECCS). Обе эти технологии позволяют удалять углекислый газ из атмосферы, что делает их технологиями с отрицательными выбросами, и обе пока находятся только в экспериментальной фазе.

Прямой захват CO₂ из атмосферы — концепция, которая подразумевает его улавливание напрямую из воздуха и последующее улавливание CO₂ для захоронения (рис. 32) либо для производства безуглеродных синтетических видов топлива из CO₂.

Рис. 32 - Прямой захват углекислого газа из атмосферы



Источник: Международная конференция по перспективам окружающей среды, Форум, посвященный инновациям в вопросе охлаждения температуры окружающей среды, дорожная карта 2018
https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/06/JF_ICEF_DAC_Roadmap-20181207-1.pdf

¹⁹⁴ CCUS in Clean Energy Transitions. IEA Flagship report, September 2020.
<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-in-the-transition-to-net-zero-emissions#removing-carbon-from-the-atmosphere>

Согласно данным Международной конференции по перспективам окружающей среды, сегодня для прямого улавливания CO₂ из воздуха используются три основные технологии:

- химический захват с помощью жидких растворителей или твердых сорбентов;
- криогенный (с помощью низких температур - вымораживание CO₂ из воздуха);
- мембранный (с помощью мембран для ионного обмена и обратного осмоса).

Пока коммерческих масштабируемых проектов в сфере прямого захвата CO₂ из атмосферы нет. Тем не менее, организовано много экспериментальных проектов, в которых участвуют не только технологические стартапы, но и крупные нефтегазовые компании и инфраструктурные корпорации, ниже приведено несколько примеров.

В мае 2019 г. компания Oxy Low Carbon Ventures, дочернее подразделение Occidental Petroleum, и канадская фирма Carbon Engineering, предлагающая решения в области чистой энергетики, объявили о разработке крупнейшего в мире проекта по прямому захвату CO₂ в Пермском нефтегазоносном бассейне¹⁹⁵. Установка будет ежегодно улавливать 500 тыс. т CO₂ из атмосферы. Полученный таким образом CO₂ направят на увеличение нефтеотдачи пластов на лицензионных участках Occidental. В перспективе планируется построить еще несколько установок, с помощью указанного метода компании планируют извлекать 1 млн т CO₂ ежегодно (для сравнения - столько же двуокиси углерода за год «переработают» 40 млн деревьев). Планируется, что строительство начнется в 2021 г., спустя еще два года завод введут в эксплуатацию.

Компания Eni и технологический стартап Synhelion при Цюрихском политехническом университете и объявили о реализации проекта по использованию уловленного CO₂. В 2025 г. будет запущен завод, который будет производить метанол из полученного CO₂ и воды с помощью энергии от солнечных панелей¹⁹⁶.

ExxonMobil и американский технологический стартап Global Thermostat исследуют возможности использования своей технологии по улавливанию CO₂ из атмосферы для снижения углеродного следа США.

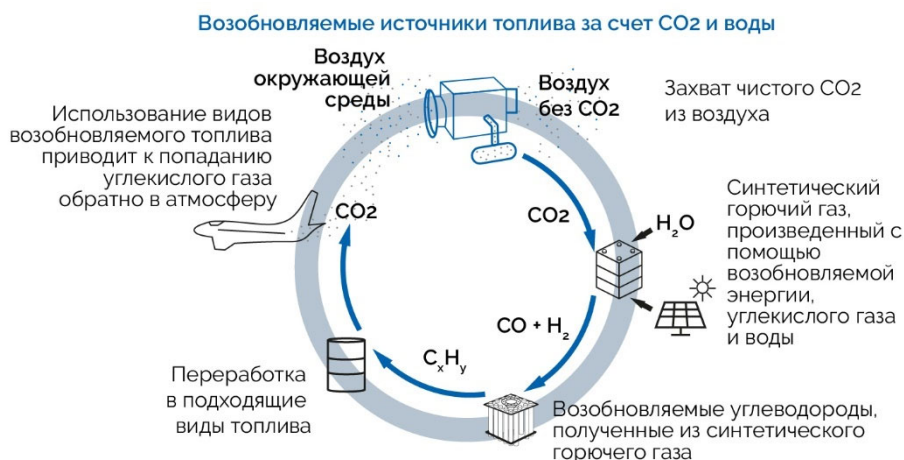
Проект по производству синтетического топлива из CO₂, захваченного из атмосферы, с помощью энергии солнца планируется реализовать в аэропорту Роттердама-Гааги. Проект будет реализован с помощью технологий

¹⁹⁵ <https://www.oxy.com/News/Pages/Article.aspx?Article=6095.html>

¹⁹⁶ <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2019/06/eni-and-synhelion-team-up-to-produce-low-emission-fuel-using-renewable-energy.html>

швейцарской компании Climeworks. Планируется производить 1000 л авиационного топлива ежедневно¹⁹⁷. Проект позволит реализовать полностью замкнутый углеродный цикл (рис. 33).

Рис. 33 - Замкнутый углеродный цикл



Источник: Climeworks.

Основное препятствие для реализации проектов в области прямого захвата CO₂ из атмосферы — их стоимость. Так, у Climeworks Technology себестоимость захвата CO₂ составляет 600 долл./т, предприятие планирует снизить этот показатель до 100 долл./т к концу десятилетия. Компания Global Thermostat заявляет, что улавливание CO₂ может подешеветь до 100 долл./т, при условии, что будет доступен дешевый или бесплатный источник тепла и энергии¹⁹⁸.

Другой многообещающей технологией удаления CO₂ является биоэнергетика с улавливанием и хранением углерода (BECCS), которая представляет собой процесс извлечения биоэнергии из биомассы (которая, в свою очередь, извлекала этот углекислый газ из атмосферы пока росла), улавливания и хранения углерода. Энергия из биомассы извлекается в полезных формах (электричество, тепло, биотопливо и т.д.), путем сжигания, ферментации, пиролиза или других методов преобразования биомассы. Некоторая часть углерода в биомассе превращается в CO₂ или биоуголь, который затем может храниться путем подземного захоронения.

МГЭИК ООН заявляет, что оценки стоимости BECCS варьируются от 60 до 250 долл./т CO₂-экв.¹⁹⁹ В этой сфере пока мало проектов, знаковым стало недавнее заявление Chevron, Microsoft и Schlumberger объявили о сотрудничестве по проекту углеродно-отрицательной биоэнергетики, предназначенному для производства углеродно-отрицательной энергии в Мендоте, Калифорния.

¹⁹⁷ <https://climeworks.com/news/renewable-jet-fuel-from-air>

¹⁹⁸ <http://www.geoengineeringmonitor.org/2019/07/direct-air-capture-recent-developments-and-future-plans/>

¹⁹⁹ <https://www.reuters.com/article/us-climatechange-ccs-idUSBREA2P1LK20140326>

²⁰⁰ Завод BECCS будет преобразовывать биомассу сельскохозяйственных отходов в возобновляемый синтез-газ, который будет смешиваться с кислородом в камере сгорания для выработки электроэнергии. Ожидается, что более 99% углерода от процесса BECCS будет улавливаться для постоянного хранения путем закачки CO₂ под землю в близлежащие глубокие геологические образования. Ожидается, что завод сможет удалять около 300 000 т CO₂-экв. в год.

Методы повышения нефтеотдачи с использованием CO₂ (CO₂-EOR)

Развитие технологий улавливания CO₂ открывает отличные перспективы закачку полученного таким образом углекислого газа в нефтегазоносные пласты. Можно проводить как захоронение CO₂ в истощенном пласте, так и использовать его для увеличения нефтеотдачи эксплуатируемого пласта, этот метод называется повышением нефтеотдачи с использованием CO₂ (англ. CO₂-enhanced oil recovery, CO₂-EOR).

Одним из значимых проектов по закачке уловленного CO₂ в пласт является Boundary Dam. Boundary Dam Power Station - это крупнейшая угольная электростанция, принадлежащая Sask Power и расположенная в провинции Саскачеван (Канада)²⁰¹. Инвестиции для установки CCS составляют 1,2 млрд долл. Правительство Канады инвестировало в проект 240 млн долл. Объем уловленного CO₂ составляет 1 млн т в год²⁰². 90% уловленного CO₂ подвергают сжатию и транспортируют по трубопроводу длиной 66 км на месторождение Weyburn, где реализуется проект по повышению нефтеотдачи за счет закачки CO₂²⁰³. Оставшиеся 10% направляются на экспериментальный проект Aquistore в 2 км от электростанции, который ведет The Petroleum Technology Research Centre. Aquistore — это проект по измерению и мониторингу CO₂ с целью проверить гипотезу о том, что хранение углекислого газа на глубине 3,4 км в водной среде с соляным раствором и песчаником под землей является безопасным и эффективным решением для сокращения выбросов ПГ²⁰⁴.

Отличительной чертой третичных МУН, к которым относится метод CO₂-EOR, являются высокие операционные издержки. Операционные издержки при закачке CO₂ в пласт доходят до 55% от суммарных затрат (к ним относятся затраты на закупку

²⁰⁰ <https://www.chevron.com/stories/chevron-microsoft-and-schlumberger-partner-on-carbon-negative-bioenergy>

²⁰¹ Saber Kh. Elmabrouk, Husen E. Bader, Walid Mohamed Mahmud. An Overview of Power Plant CCS and CO₂-EOR Projects // Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management Rabat, Morocco, April 11–13, 2017.

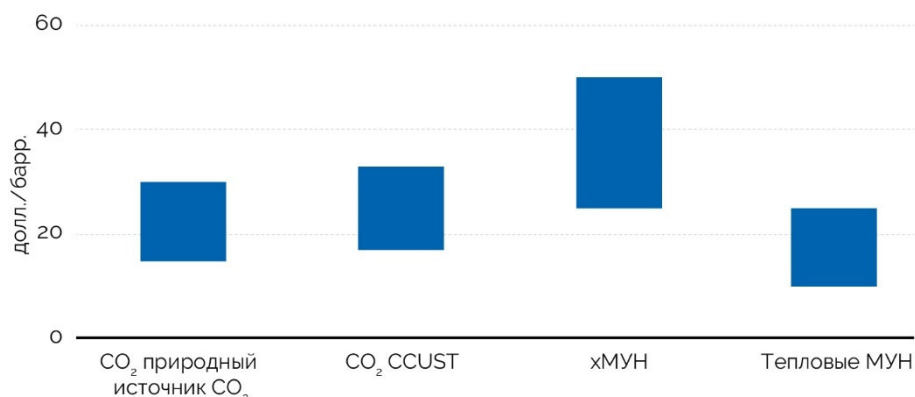
²⁰² <https://www.power-technology.com/projects/sask-power-boundary/>

²⁰³ https://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary_dam.html

²⁰⁴ <https://ptrc.ca/projects/co2-eor-and-storage/aquistore>

CO₂, его отделение от нефти и обслуживание скважин)²⁰⁵. В целом, третичные МУН удорожают добычу нефти на 10–50 долл./баррель (рис. 34), при текущей конъюнктуре цен такие методы применимы далеко не везде.

Рис. 34 - Сравнение затрат на добычу нефти (до налогов)



Источники:

https://irp-cdn.multiscreensite.com/5b322158/files/uploaded/Subtask5_3.pdf,
https://www.elsevier.com/_data/assets/pdf_file/0017/230831/RDS_OG_EP_WP_-EOR-Right-Strategy_DIGITAL.pdf; Guo H., Li Y. Q., Ma R.C., Wang F. Y. et al. Evaluation of Three Large Scale ASP Flooding Field Test Normal access // IOR 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery Session: Poster Introductions 3. 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700257; Liu K., Wei X. Oil Recovery: Experiences and Economics of Microbially Enhanced Oil Recovery (MEOR) // Consequences of Microbial Interactions with Hydrocarbons, Oils, and Lipids: Production of Fuels and Chemicals. Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology / Ed. S. Lee. Cham: Springer, 2017.

Стоимость CO₂ является одним из ключевых факторов успеха для CO₂-МУН, потому что она сильно влияет на экономику данного метода повышения нефтеотдачи пластов. В целом, стоимость операционной деятельности при CO₂-EOR варьируется в зависимости от трех основных параметров: цены на нефть, стоимости CO₂ и различных льгот, если они есть. Покупка CO₂ — самая большая статья расходов при применении CO₂-EOR. Затраты, связанные с CO₂, включая капитальные затраты на транспортировку, закачку и отделение CO₂ от нефти, могут достигать 25–50% от стоимости за баррель добываемой нефти²⁰⁶. Компании, использующие CO₂ для МУН, как правило, не публикуют его закупочную стоимость, однако известно, что цена CO₂ для МУН обычно связана с ценой на нефть. Часто оператор готов заплатить за CO₂ около 2% от цены барреля нефти WTI за 1 млн кубических футов CO₂^{207,208}. До нефтяного кризиса средняя

²⁰⁵ Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution, NELT, DOE, 2010.

²⁰⁶ Kuuskraa, V., Ferguson, R., and Van Leeuwen, T. (2009). Storing CO₂ and Producing Domestic Crude Oil with Next Generation CO₂-EOR Technology. Report DOE/NETL2009/1350 prepared by Advanced Resources International, Inc. for Department of Energy, Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory

²⁰⁷ Kuuskraa, V. A., Van Leeuwen, T., and Wallace, M. (2011). Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR). Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory.

²⁰⁸ Middleton, R. S. (2013). A new optimization approach to energy network modelling: anthropogenic CO₂ capture coupled with enhanced oil recovery. Int. J. of Energy Res. 37. 1794–1810. doi: 10.1002/er.2993; Kuuskraa, V. A., Van Leeuwen, T., and Wallace, M. (2011). Improving

цена CO₂ составляла около 20–30 долл./т, а в настоящий момент, когда нефть стоит 40–55 долл./баррель, CO₂ продается по 10–15 долл./т²⁰⁹. Таким образом, главными факторами успешного применения технологии CO₂-EOR являются развитие и удешевление технологий CCS.

Помимо высокой стоимости, проектам на основе технологии захвата CO₂ и закачки в пласт для повышения нефтеотдачи препятствуют еще несколько факторов. Они связаны с технологическими решениями, бизнес-средой, а также с проблемами регулирования и законодательства. Ключевые технические трудности для технологии CO₂-EOR заключаются в поиске резервуаров, подходящих для хранения CO₂ (далеко не все коллекторы подходят для хранения CO₂), соблюдении требований мониторинга и ведения отчетности по технологиям CCS и утечкам CO₂²¹⁰.

Водород

Хотя по всему миру нефтегазовые компании уже несколько десятилетий используют водород в технологических процессах на НПЗ и предприятиях нефтехимии, применение водорода как средства декарбонизации — относительно новый подход для отрасли и для мировой экономики в целом. Его суть заключается в принципиальной возможности производить водород с почти нулевыми выбросами ПГ и использовать его в качестве глобального универсального низкоуглеродного энергоносителя. Последнее может позволить достичь глубокой декарбонизации даже в таких сложных для этого секторах экономики, как энергоемкая промышленность, тяжелый и дальний транспорт и т.д.²¹¹

В сценарии Устойчивого развития МЭА, уже к 2040 г. потребление низкоуглеродного водорода в мире может составить до 75 млн т в год²¹², при том, что в 2020 г. потребление такого водорода было близко к нулю. В этом случае к 2040 г. объем энергии, переносимой и хранимой в водороде, будет больше, чем вся сегодняшняя выработка энергии ветра и солнца в мире вместе взятая.

В связи с этим у нефтегазовых компаний появляются две возможности:

1) развитие проектов по производству низкоуглеродного водорода, его транспортировке и продаже конечным

Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR). Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory

²⁰⁹ https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_presentations/2020/03-2020-Credit-Suisse-Presentation-Final.pdf

²¹⁰ Технические аспекты CO₂ EOR и сопутствующее хранение углеродов, Международный институт CCS, 2013.

²¹¹ Если вы хотите узнать больше о водороде как низкоуглеродном энергоносителе и о водородной экономике, обратитесь к источнику: Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика — путь к низкоуглеродному развитию. М.: Московская школа управления SKOLKOVO, 2019. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogeneconomy_Rus.pdf

²¹² Сценарий устойчивого развития, World Energy Outlook 2020.

потребителям в целях диверсификации бизнеса и развития низкоуглеродных продуктов в портфеле компании (снижение эмиссий сферы охвата 3);

2) потребление низкоуглеродного водорода для собственных нужд в целях сокращения выбросов парниковых газов в рамках сфер охвата 1 и 2.

Уже сегодня компании Shell, Equinor, Total, Sinopec, PetroChina, Aramco, BP, OMVAG, Chevron, Gasunie, Snam, Petroleum Development Oman, Indian Oil и Idemitsu Kosan участвуют в пилотных проектах, предполагающих разнообразное применение водорода. Ниже приведены конкретные примеры подобных проектов в указанных двух направлениях.

Производство, транспортировка и продажа водорода

Нефтегазовые компании производят водород на своих предприятиях, используя технологию парового риформинга метана. В качестве сырья берут нефть и газ, побочным продуктом является CO_2 в количестве от 9 кг на 1 кг водорода (по данным МЭА). Такой водород в публичных дискуссиях часто называют «серым», подчеркивая его связь с выбросами парниковых газов. Его применимость в качестве энергоносителя ограничена – если в наши дни «серый» водород нередко применяется в пилотных проектах в целях отработки технологий и цепочек создания стоимости, то в будущем спрос на него будет снижаться до нуля. Это связано с тем, что расширение использования «серого» водорода в экономике не сокращает выбросы ПГ, а быстро увеличивает их.

Перспективные исследования и проекты нефтегазовых компаний связаны с производством «голубого», «зеленого» и «бирюзового» водорода:

- «Голубой» водород получается методом парового риформинга метана в обязательном сочетании с технологией CCUS, описанной выше.

Например, японская нефтяная компания Idemitsu Kosan отрабатывает технологию производства «голубого» водорода на НПЗ «Томакомай» (о. Хоккайдо на севере Японии). После улавливания CO_2 закачивают в два подземных резервуара, расположенных на глубине 1-3 км ниже морского дна. С апреля 2016 г. по ноябрь 2019 г. целевой уровень хранения CO_2 составлял 300 тыс. т, после того как он был достигнут, проект перешел в фазу мониторинга²¹³.

²¹³ Tomakomai Демонстрационный проект CCS.
<https://www.japanccs.com/en/business/demonstration/>

- «Зеленый» водород получается из воды методом электролиза с использованием электроэнергии, полученной от возобновляемых источников энергии.

Например, компания Shell в партнерстве с газовой компанией Gasunie разрабатывает крупнейший в мире проект «зеленого» водорода NorthH₂. На севере Нидерландов строится завод по производству «зеленого» водорода с помощью электроэнергии от морских ветропарков, расположенных на шельфе Северного моря. К 2027 году мощность ветропарка должна достичь 10 ГВт, а производство водорода – 800 тыс. т в год. Планируется отправлять водород потребителям в Нидерландах по газотранспортной системе.²¹⁴

- «Бирюзовый» водород, который получается методом пиролиза метана – высокотемпературного процесса трансформации метана в водород и твердый углерод.

Например, Eni Next (венчурная компания итальянской нефтяной корпорации Eni) вместе с Breakthrough Energy Ventures, AP Ventures и Mitsubishi Heavy Industries в 2021 г. объявили о совместных инвестициях в водородный стартап C-Zero, который сейчас должен перейти от лабораторных испытаний установки по производству «бирюзового водорода» к опытно-промышленной стадии.²¹⁵

Помимо производства водорода, нефтегазовые компании интересуют его транспортировка, которая может осуществляться с помощью существующей газотранспортной инфраструктуры – и в этой сфере пилотные проекты уже реализуются газовыми компаниями в Европе. Так, итальянская Snam впервые в Европе провела²¹⁶ успешные тесты впрыскивания водорода в газораспределительную систему в объемной доле до 10%. Британские National Grid и Northern Gas Networks совместно с Equinor в августе 2020 г. объявили²¹⁷ о строительстве испытательного полигона на северо-западе Англии, создаваемого с целью тестирования возможностей и ограничений использования водорода для отопления домов и в промышленности. Инвестиции в проект составят более 10 млн евро, запуск полигона запланирован на 2022 г.

Реализация водорода конечным потребителям – например, владельцам электромобилей с топливными элементами –

²¹⁴ Europe's largest green hydrogen project starts in Groningen. Cited by: <https://www.gasunie.nl/en/news/europes-largest-green-hydrogen-project-starts-in-groningen>

²¹⁵ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/c-zero-raises-11.5m-to-scale-up-turquoise-hydrogen-technology>

²¹⁶ https://www.snam.it/en/energy_transition/hydrogen/snam_and_hydrogen/

²¹⁷ <https://www.nationalgrid.com/5-aug-2020-national-grid-launch-ps10m-trial-project-test-if-hydrogen-can-heat-homes-and-industry>

²¹⁸ <https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-national/>

тоже потенциально привлекательный сегмент, который может развиваться нефтегазовыми компаниями с помощью их уже существующих сетей заправок. В европейском проекте H2Mobility, направленном на развитие заправочной водородной инфраструктуры, участвуют Total, Shell и австрийская OMV AG. По состоянию на октябрь 2020 г., в рамках проекта функционируют 115 водородных заправок, ожидается ввод еще 50²¹⁹.

Потребление водорода для внутренних нужд

Нефтегазовые компании, уже направляющие водород на собственные технологические нужды, могут замещать «серый» водород безуглеродным водородом, при этом уменьшится углеродный след их продукции. Чаще всего такие проекты реализуются в рамках переработки нефти и нефтепродуктов на нефтехимических заводах. Например, компания BP совместно с энергокомпанией Uniper планирует построить на НПЗ «Линген» в Германии электролизную установку мощностью 15 МВт, которая будет получать электроэнергию от ВИЭ и вырабатывать «зеленый» водород для замещения «серого» водорода на заводе.²²⁰

Еще одно возможное направление — использование водорода для замещения природного газа в качестве топлива для собственных нужд нефтегазовой компании. Подобный проект реализует итальянская Snam в партнерстве с технологической энергетической компанией Baker Hughes: в июле 2020 г. компании объявили о завершении испытаний первой в мире гибридной водородной турбины для газотранспортных сетей²²¹. Турбина NovaLT12 способна работать на метано-водородной смеси (MBC) с содержанием водорода до 10%, что позволит Snam сократить объем выбросов CO₂ на 5 млн т CO₂-экв. в год. Турбина будет установлена на компрессорной станции Snam в коммуне Истрана (Венето, Италия) к 2021 г. Аналогичные проекты могут быть реализованы в сегментах разработки, добычи, переработки и сбыта, где используются газовые турбины.

Водород может использоваться и в секторе морских перевозок углеводородов, если на него будут частично переведены силовые установки танкеров (по аналогии с газотурбинными приводами стационарных компрессоров на газопроводах). С учетом особенностей морского транспорта (массогабаритные ограничения для хранилищ судового топлива и др.) рассматривают соединение безуглеродного водорода и азота в аммиак²²². Подробнее см. раздел «Снижение выбросов ПГ при перевозках нефти и газа

²¹⁹ <https://h2.live/en/tankstellen>

²²⁰ <https://www.carboncommentary.com/blog/2020/11/13/bp-and-synthetic-fuels-at-the-lingen-refinery>

²²¹ <https://www.bakerhughes.com/company/news/snam-and-baker-hughes-test-worlds-first-hydrogen-blend-turbine-gas-networks>

²²² <https://www.ajudaily.com/view/20200924125922807>

морским транспортом за счет перехода на низкоуглеродные виды топлива

Сегодня основными препятствиями для развития водородной экономики являются:

- Незначительные объемы производства безуглеродного водорода в мире;
- Большая неопределенность на стороне спроса, отсутствие институциональных рамок для развития рынка (регулирование, типовые контракты, прозрачные методы ценообразования и пр.);
- Высокая стоимость производства «зеленого» и «голубого» водорода («серый» водород стоит как минимум 1 долл./кг; «голубой» водород оценивается примерно на 30% выше; стоимость «зеленого» водорода, по меньшей мере, в четыре раза больше, чем «серого» водорода);
- недостаточная технологическая готовность / отработанность прочих перспективных технологий (например, пиролиз метана);
- незначительный масштаб и высокая стоимость систем хранения и транспортировки водорода (особенно на дальние дистанции).

В конечном счете, все эти препятствия делают маловероятным запуск пилотных проектов и их масштабирование без таких мер государственной поддержки, как субсидии и налоговые вычеты, крайне важна для экономики водородных проектов и цена на CO₂.

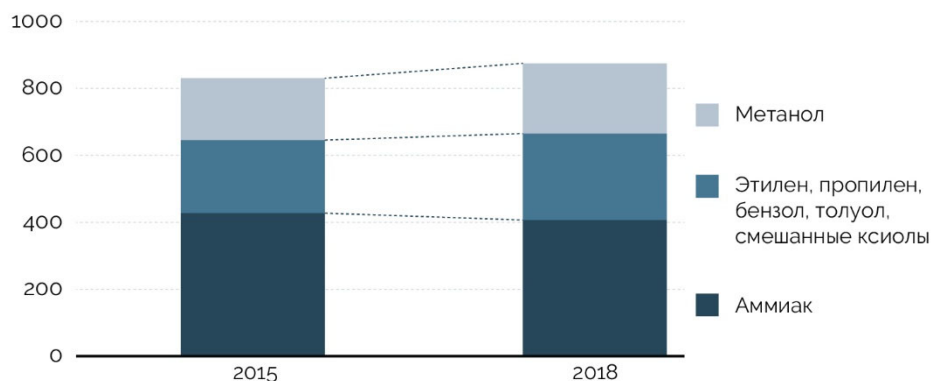
Декарбонизация нефтехимического сектора

Согласно данным МЭА, в 2018 г. глобальные прямые выбросы углекислого газа от производства первичных химических продуктов²²³ составили 880 млн т CO₂-экв.²²⁴, в результате эти заводы заняли одну из лидирующих позиций по выбросам ПГ в обрабатывающей промышленности. Из них 24% приходится на производство метанола, 46% на производство аммиака и 30% на другие продукты (рис. 35). При этом рост спроса на продукцию отрасли в последние годы способствовал увеличению ее выбросов ПГ (с 2015 г. выбросы углекислого газа выросли на 6%).

²²³ Этилен, пропилен, бензол, толуол, смешанные ксилолы, аммиак и метанол классифицируются МЭА как первичные химические продукты, на их производство приходится примерно 2/3 энергопотребления в химической и нефтехимической промышленности.

²²⁴ Levi P., Vass T., Mandová H. et al. Chemicals. Tracking report // IEA. <https://www.iea.org/reports/chemicals>

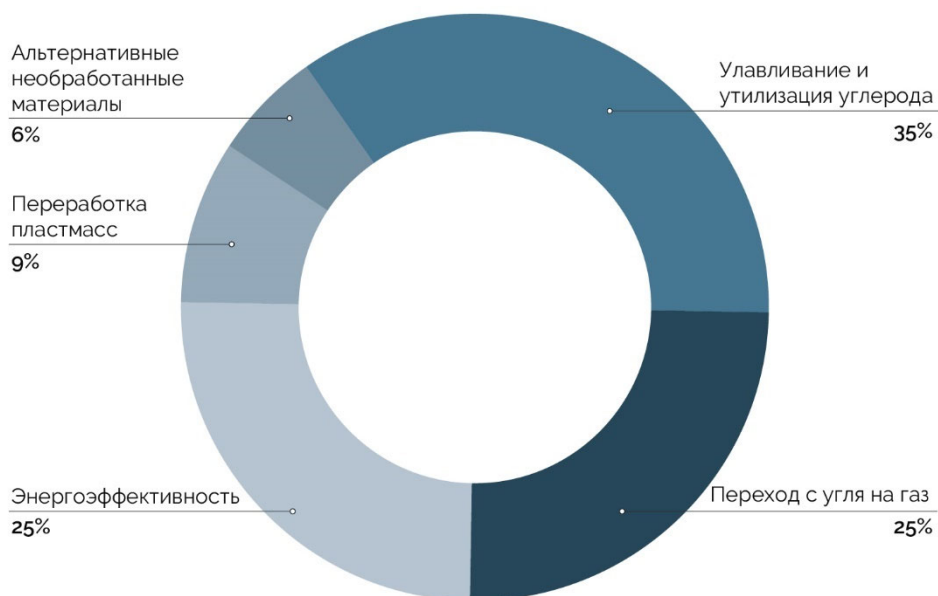
Рис. 35 - Прямые выбросы CO₂ от производств первичных химических продуктов в 2015 и 2018 гг., млн т CO₂-экв.



Источник: МЭА.

В перспективе до 2050 г., по оценкам МЭА, в производстве продуктов химии и нефтегазохимии возможно сокращение выбросов CO₂ на 45% относительно 2017 г., несмотря на ожидаемый рост спроса на продукцию НГХ на 40%. В основном, этому будут способствовать технологии улавливания и утилизации CO₂, отказ от использования угля для электроснабжения и повышение энергетической эффективности (рис. 36).

Рис. 36 - Вклад различных факторов в сокращение прямых выбросов ПГ при производстве первичных химических продуктов к 2050 г.



Источник: МЭА

Согласно исследованию Международного совета химических ассоциаций, к 2050 г. вся мировая химическая отрасль в целом прямо и косвенно будет способствовать сокращению выбросов примерно на 5–10 Гт CO₂-экв/год (примерно 15–30% от общих мировых выбросов CO₂ на сегодняшний день)²²⁵. Непосредственно в нефтегазохимическом секторе на

²²⁵ Avoiding Greenhouse Gas Emissions. Enabling the Future. Chemistry innovations for a low-carbon society / International Council of Chemical Associations (ICCA). 2020.

текущий момент можно выделить четыре направления декарбонизации (рис. 37).

Рис. 37 - Направления снижения выбросов CO₂ предприятиями в нефтегазохимического сектора



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Диверсификация бизнеса в пользу нефтегазохимии и химии, а также утилизация ПНГ прежде рассматривались нефтегазовыми компаниями преимущественно в качестве способа монетизации добываемых ресурсов. С усилением климатической повестки, данные направления для нефтегазовых компаний становятся все более актуальными уже в целях декарбонизации и повышения устойчивости своей деятельности. Перспективными направлениями декарбонизации и повышения устойчивости бизнеса как для нефтегазохимических и химических предприятий в составе нефтегазовых корпораций, так и для независимых специализированных нефтегазохимических компаний являются производство новых материалов и совершенствование производственных методов.

Диверсификация бизнеса в сегменты нефтегазохимии и химии

Диверсификация в сегмент нефтегазохимии

Мировой химический сектор является крупнейшим промышленным потребителем как нефти, так и газа (15 и 9% мирового потребления соответственно). Интерес крупнейших нефтегазовых компаний к НГХ и химической отрасли продолжает расти в силу как синергии при интеграции со своей нефтепереработкой, так и монетизации имеющегося углеводородного сырья, увеличения маржинальности производимой продукции, и в связи с ESG-повесткой и решением задачи по декарбонизации

Все больше нефтегазовых и нефтегазохимических компаний уходят от производства базовых продуктов нефтехимии к продуктам более глубокой переработки для выхода в высоко маржинальные сегменты с целью повышения эффективности монетизации добываемых ресурсов. В то же время более рациональное использование добываемых углеводородных ресурсов, в том числе в нефтегазохимическом сегменте, становится все более перспективным не только в целях монетизации добываемого сырья, но и в целях снижения в будущем налоговой нагрузки, а также привлечения финансирования для развития своей деятельности на фоне усиливающейся роли политики по декарбонизации и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Например, в стратегии своего развития перерабатывающего и химического блока компания Total, предусматривает планы, связанные с развитием низкоуглеродной экономики (производство биотоплива, биопластиков, переработка пластиков и др.)²²⁶. Shell в своей стратегии все больший акцент делает на природном газе и на развитии химического сектора с широкой линейкой продуктов²²⁷. В развитии своего бизнеса компания Chevron учитывает риски и рыночные изменения, обусловленные климатическими изменениями, и планирует расширение сектора переработки нефтепродуктов, нефтегазохимии и химии, увеличивая прибыль по всей цепочке создания стоимости, а также реализует проекты по производству биотоплива и увеличивает инвестиции в проекты замкнутого цикла в своем нефтегазохимическом бизнесе.

Диверсификация продуктового портфеля продукции НГХ

Нефтехимическая и газохимическая отрасли формируют более устойчивый спрос на углеводородное сырье, чем энергетика. Более половины потребляемых в отрасли углеводородов используются в качестве сырья, а не в качестве сжигаемых энергоресурсов. Поэтому совокупный удельный вклад отрасли в формирование прямых выбросов ПГ на единицу используемого углеводородного ресурса ниже, чем в отраслях ТЭК, которые полностью сжигают их.

С учетом косвенных выбросов ПГ, у продукции нефтегазохимии есть преимущества перед традиционной продуктовой линейкой нефтяных и газовых компаний. Конечная продукция из нефти, СУГ и этана в дальнейшем создает меньшие объемы выбросов ПГ, чем сжигание топлива, выработанного из аналогичного объема углеводородного сырья, для производства электроэнергии или тепловой энергии.

²²⁶ 2019 Strategy & Outlook Presentation Total, 2019// URL:

<https://www.total.com/media/news/press-releases/2019-strategy-outlook-presentation>

²²⁷ Сайт компании Shell// URL: HYPERLINK "<https://www.shell.com/investors/shell-and-our-strategy/our-strategy.html>"<https://www.shell.com/investors/shell-and-our-strategy/our-strategy.html>

Если развивать экологически ответственный подход к организации жизненного цикла продукции нефтегазохимического сектора, то полученные продукты также демонстрируют очевидные преимущества по сравнению с нефтепродуктами - например, с различными топливами для транспорта. Одним из таких направлений в химической отрасли является создание биопластиков путем включения в состав продукции возобновляемого биологического сырья. В последние годы компании BASF, Dow, Cargill, Evonik, BioAmber и другие активно развивали технологии производства продуктов химической отрасли из жмыха, кукурузы, опилок, сои и иных видов сырья биологического происхождения. На основе биологического сырья производят биопластики, азотные удобрения, смазочные материалы, моющие средства, чернила и ряд иных продуктов. Компания BASF, например, для уменьшения углеродного следа предлагает такие продукты на основе биоматериалов, как Ecovio – биопластик, из которого производятся упаковка. Другим примером продукта компании, производимого из возобновляемого сырья, является 1,4-бутандиол, который используется для получения пластмасс, растворителей, химических веществ и эластичных волокон²²⁸.

Отрасль может снизить углеродный следа также за счет сокращения доли пластиковых отходов, которые попадают на свалки или сжигаются, увеличивая выбросы ПГ. Поэтому повышению экологической устойчивости продукции НГХ также способствует переработка пластиковых отходов. В 2018 г. 30 млн т. переработанного пластика послужили для производства 390 млн т новой продукции²²⁹ (рис. 38).

Рис. 38 - Глобальные потоки обращения с пластиковыми изделиями в 2018 г.



Источники: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, данные Global Plastics Flow 2018.

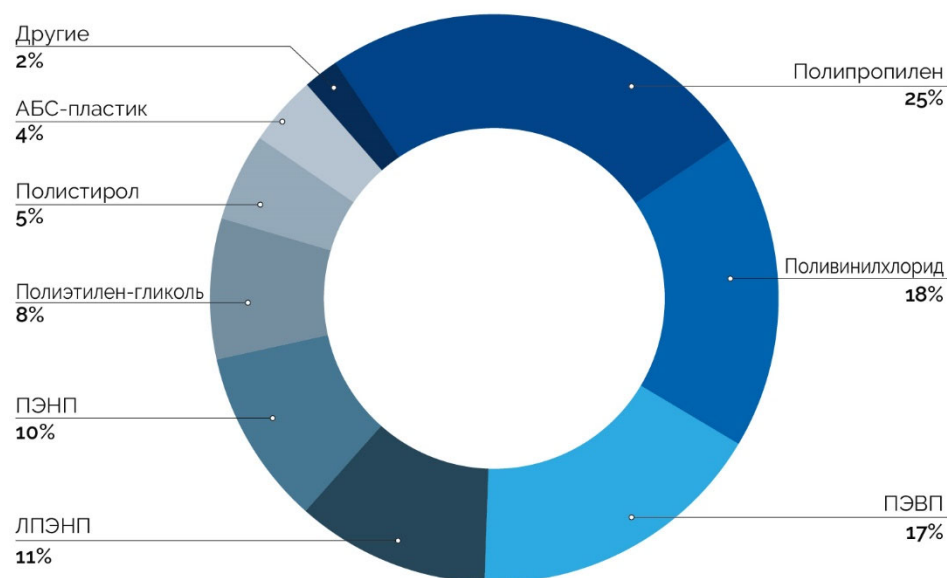
²²⁸ <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/sustainability/we-drive-sustainable-solutions/circular-economy/dedicated-bio-based-production.html>

²²⁹ Global Plastics Flow 2018 / Conversion Market & Strategy GmbH.

Переработка пластиков может осуществляться термомеханическим, химическим или биологическим методом. Термомеханическая переработка – наиболее распространенный и давно используемый метод, однако имеющий множество ограничений как по видам перерабатываемых пластиков, так и по продуктам, производимых из него. В случае химической переработки можно изменять химическую структуру пластиковых отходов, что дает возможность производства продукции близкой по качеству к продукции, произведенной из первичного сырья. Этот вид переработки пока менее распространен, но активно развивается и является наиболее перспективным. Также потенциально перспективным, но пока не реализуемым в промышленных масштабах видом переработки пластика, является биопереработка, в результате которой его разложение осуществляется ферментами бактерий, грибов, червей, насекомых²³⁰.

По оценкам Wood Mackenzie²³¹, основная переработка полимеров в основном приходится на полиэтилентерефталат (ПЭТ), который занимает около 8% в структуре производства полимеров (рис. 39) и в меньшей степени на полиэтилен. Полипропилен, поливинилхлорид и полистирол перерабатывается в объеме менее 1% (табл. 18).

Рис. 39 - Распределение объемов производства по типам пластика по состоянию на 2018 г.



Источник: Wood Mackenzie

²³⁰ Шарторашева А. Замкнутый круг ресайклинга // Sibur. <https://www.sibur.ru/press-center/publications/Zamknutykrugresayklinga/>

²³¹ Gelder A., Haire G. Energy Transition & Circular Economy. Friend or foe to the Middle East chemicals sector? // Wood Mackenzie. 2018.

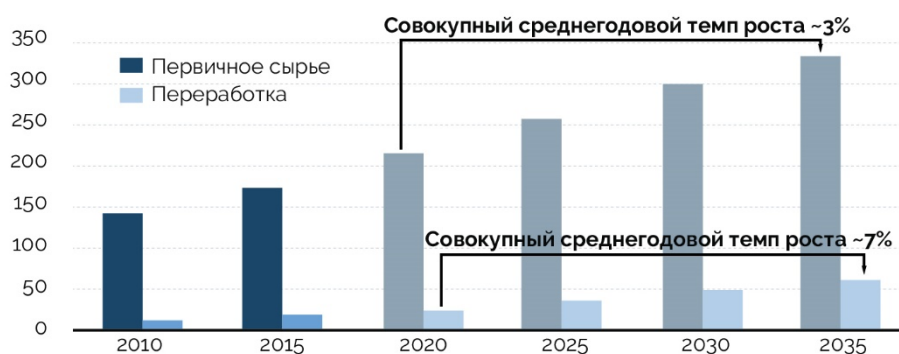
Таблица 18 - Доля переработки полимерной продукции

Тип полимера	Доля переработки, %
ПЭТ	> 50
Полиэтилен	< 7 (преимущественно ПЭВП)
Полипропилен	< 1
Поливинилхлорид	< 1
Полистирол	< 1

Источник: Wood Mackenzie.

Тем не менее, в ближайшем будущем объёмы переработки полиэтилена, полипропилена и ПЭТ будут увеличиваться быстрее, чем спрос на первичное сырьё для производства данной продукции (рис. 40). Изменившиеся предпочтения потребителей и глобальная экологическая и климатическая повестка, которые влияют на органы государственной власти и производителей, способствуют решению проблемы утилизации пластика так, чтобы не наносить вред окружающей среде.

Рис. 40 - Спрос на первичное сырьё для производства полиэтилена, полипропилена, ПЭТ и их переработка в 2010–2035 гг., млн т



Источник: Wood Mackenzie

Многие химические компании развивают переработку пластика. Компания BASF реализует комплексный проект ChemCycling по переработке пластика²³². В рамках комплексной стратегии по переработке компания Dow Chemical интегрирует переработанный пластик в свою продукцию²³³. К 2030 г. компания планирует увеличить объем переработки пластика, чтобы превысить 1 млн т в год²³⁴. Норвежская компания Quantafuel при поддержке BASF разрабатывает технологию преобразования смешанных пластиковых отходов в жидкость.

Нефтегазовые компании тоже занимаются переработкой пластиковых отходов. Компания BP разрабатывают технологию BP Infinia, направленную на переработку ПЭТ — пластика в сырьё премиального качества для производства

²³² <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/sustainability/we-drive-sustainable-solutions/circular-economy/mass-balance-approach/chemcycling.html>

²³³ <https://corporate.dow.com/en-us/science-and-sustainability/plastic-waste.html>

²³⁴ Dow. <https://corporate.dow.com/en-us/news/press-releases/dow-sets-targets-to-reduce-ghg-emissions--stop-plastic-waste--an.html>

упаковки²³⁵. Компания Shell развивает новые технологические процессы по переработке пластиковых отходов в жидкости, которые можно использовать в качестве топлива или сырья для новых продуктов. К 2025 г. компания планирует перерабатывать до 1 млн т пластиковых отходов на своих химических предприятиях²³⁶.

Утилизация ПНГ в нефтегазохимической промышленности

Отдельная глава данного исследования посвящена утилизации ПНГ. Здесь мы отметим лишь то, что использование ПНГ для нефтегазохимической промышленности — прекрасная альтернатива факельному сжиганию²³⁷. По мере развития технологий концепция переработки ПНГ на месторождении все чаще оказывается востребована, чему во многом способствуют мобильные модульные решения для переработки сырья.

Производство новых материалов для других отраслей промышленности

Косвенный вклад в борьбу с изменением климата вносит производство нефтегазохимическими предприятиями новых материалов для других отраслей. Данное направление опосредованно вносит существенный вклад в сдерживание выбросов парниковых газов в других отраслях и, как следствие, является фактором устойчивого развития бизнеса компаний НГХ.

Развитие НГХ и химических отраслей привело к созданию новых видов продукции, которая позволила увеличить энергоэффективность и тем самым сдерживать рост выбросов CO₂ домохозяйств, транспорта, промышленных предприятий и инфраструктуры. К таким видам продукции, например, можно отнести принципиально новые материалы в строительстве, которые внесли огромный вклад в рост энергосбережения зданий и сооружений. В строительной отрасли сегодня распространены такие материалы, повышающие эффективность применения утепления зданий, как пенополистирол, ПВХ в конструкции оконных конструкций.

В трубопроводных системах ЖКХ, зданий и сооружений применение полимерных материалов позволило повысить энергоэффективность за счет снижения теплопроводности теплосетей. Традиционные стальные трубы подвержены коррозии, их срок службы составляет примерно 20–30 лет. У полимерных труб срок эксплуатации около 50 лет²³⁸.

²³⁵ BP. <https://www.bp.com/en/global/bp-petrochemicals/sustainability/infinitia-recycling.html>

²³⁶ Shell. <https://www.shell.com/sustainability/environment/plastic-waste.html>

²³⁷ Siginevich D.A., Efimova A.N. Associated petroleum gas recycling as the petrochemical industry development resource in the Russian Federation // Eurasian Science Messenger. 2018. No. 5.

²³⁸ Pipe polymers in municipal utility systems in 2015/2025 // RUPEC information and analytical center. <http://rupec.ru/analytics/32317/>

Благодаря этому использование полимерных материалов в них позволило сократить потери тепла и оптимизировать ремонтные работы.

Благодаря композитным материалам, снижающим массу изделий, топливным присадкам и ряду других продуктов НГХ, повысилась энергоэффективность наземного, водного и воздушного видов транспорта. Например, в автомобилестроении композитные материалы позволяют снизить массу транспортного средства на 20–25%²³⁹ – соответственно, такой автомобиль будет расходовать меньше топлива.

В перспективе полимерные материалы также могут содействовать развитию ВИЭ, в частности, производству солнечных батарей и необходимых для их эффективного использования аккумуляторов. Так, полимеры применяются в производстве фотоэлектрических элементов солнечных электростанций, хотя пока такие батареи используются реже, чем солнечные батареи из кремния²⁴⁰. Потенциал распространения в будущем имеют литий-полимерные аккумуляторы, которые пока тоже мало распространены. Однако японская компания APB разработала технологии производства литий-полимерного аккумулятора нового типа, который может создать серьезную конкуренцию литий-ионным аккумуляторам через 5–10 лет²⁴¹.

Таким образом, при формировании стратегий развития и принятия инвестиционных решений нефтегазовым и нефтегазохимическим компаниям необходимо принимать во внимание углеродный след на всем жизненном цикле своей продукции и оценивать косвенные эффекты влияния своей деятельности на декарбонизацию мировой экономики.

Совершенствование производственных методов в НГХ отрасли

Как нефтегазовые компании с интегрированными нефтегазохимическими производствами, так и специализированные нефтегазохимические компании активно работают над снижением углеродоемкости производства за счет совершенствования производственных процессов. Усиливающееся влияние экологической и климатической политики по всему миру стимулирует компании нефтегазохимического сектора все более целенаправленно развивать это направление и реализовывать инновационные проекты, позволяющие им

²³⁹ Timoshkov P.N., Khrulkov A.V., Yazvenko L.N. Composite materials in car making // VIAM Papers. 2017. No. 6.

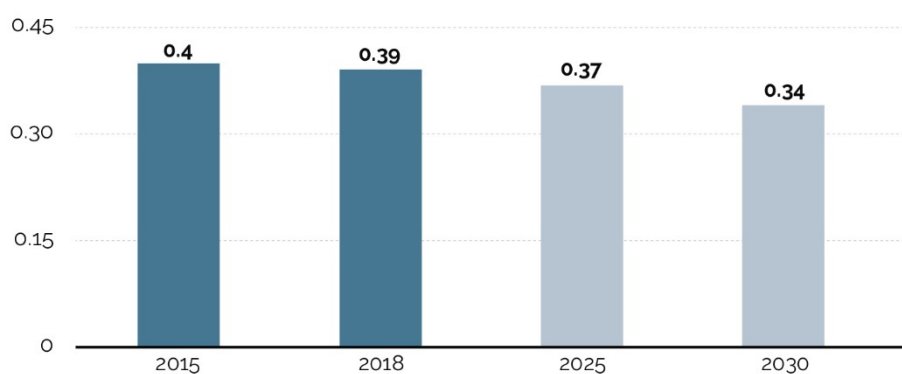
²⁴⁰ How have polymers managed to become another step in the solar energy evolution? – Forbes // URL: <https://www.forbes.ru/tehnologii/344223-kak-polimery-stali-eshchyo-odnim-shagom-v-razvitii-solnechnoy-energetiki>

²⁴¹ Japan's APB develops new polymer battery. 2020 // Argus. <https://www.argusmedia.com/en/news/2122571-japans-apb-develops-new-polymer-battery>

адаптировать свою текущую деятельность под новые запросы общества. Среди них можно отметить:

Повышение энергоэффективности и ресурсосбережения при производстве продукции НГХ отрасли. Компании НГХ отрасли, как и предприятия ряда других отраслей, развивают проекты по модернизации технологических процессов и технической базы с целью снижения энергоемкости своего производства. Отдельно стоит отметить перспективы повышения энергоэффективности за счет применения катализаторов для увеличения скорости и эффективности химических реакций. Согласно совместному исследованию МЭА, Международного совета химических ассоциаций и Немецкого общества химической инженерии и биотехнологии, к 2050 году потенциал экономии энергии за счет применения катализаторов может составить 13 ЭДж, что сопоставимо с годовым потреблением первичной энергии в Германии²⁴². Энергоэффективность рассматривается нефтегазохимическими компаниями как первоочередной инструмент снижения выбросов ПГ. Так, компания BASF в основном за счет мер энергоэффективности и оптимизации производственных процессов в период с 1990 по 2018 гг. смогла сократить выбросы парниковых газов вдвое, в то время как объем выпуска продукции, наоборот, увеличился в два раза²⁴³. По оценке МЭА, в 2030 г. потенциал снижения энергоемкости в производстве первичных химических продуктов (на единицу массы производимой продукции) к 2030 г. составляет до 13% к уровню 2018 г. (рис. 41).

Рис. 41 - Энергоемкость производства первичных химических продуктов в сценарии устойчивого развития, 2015-2030 гг.



Источник: МЭА.

Внедрение технологий улавливания и хранения углерода. Данная мера пока не получила широкого распространения, однако существует ряд примеров использования технологии, в частности, на угольно-химических предприятиях. Например,

²⁴² Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes – IEA, ICCA, DECHEMA, 2013.

²⁴³ Сайт компании BASF // URL: <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/energy-and-process-efficiency.html>

такие проекты реализуются на двух угольно-химических заводах Yangchang Petroleum в Китае²⁴⁴.

Использование углекислого газа в качестве сырья для производства НГХ продуктов. Новым и инновационным направлением использования CO₂ является его применение для производства различных химических веществ (например, метанола) и полимеров. В качестве примера можно отметить проект компании Saudi Aramco (продукт Converge), которая в 2016 г. приобрела разработки по данной технологии у Novomer Inc. Технология предполагает получение конвекгентных полиолов путем реакции CO₂ с продуктами переработки нефти при использовании катализатора. Они используются в составе покрытий для бытовой техники, производства клеев, упаковки, медицинских изделий, элементов автомобилей и многого другого. Технологиями использования углекислого газа в производстве своей продукции также обладают компании SK Innovation Co., Ltd (продукт GreenPol), Covestro AG (продукт Cardyon), Empower Materials Inc. (продукт QPAC), Cardia bioplastics (продукт Biohybrid), Asahi Kasei Advance Corporation (продукт Wonderlite, Infino)²⁴⁵.

Использование ВИЭ в производственных процессах. По данному направлению существуют примеры использования НГХ предприятиями ВИЭ как энергоресурса традиционных производственных процессов в отрасли, так и инструмента производства продукции инновационными методами. Например, компании BASF, Adani и ADNOC планируют реализовать проект стоимостью 4 млрд долл. по созданию химического комплекса, 100% энергетических потребностей которого покрываются ВИЭ²⁴⁶. Еще одним примером использования ВИЭ в отрасли являются проекты по производству аммиака с использованием «зеленого» водорода, полученного с помощью солнечной или ветровой энергии. Такой проект реализуется сейчас в Австралии компанией Yara Pilbara Fertilizers²⁴⁷.

²⁴⁴ Yangchang Petroleum's large-scale CCUS facility enters construction in China – Hydrocarbon Processing // URL: <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2017/03/yanchang-petroleum-s-large-scale-ccus-facility-enters-construction-in-china>

²⁴⁵ K. Vilcinskas. Carbon dioxide-based polymers: Turning carbon emissions into plastic. PreScouter, 2020 // URL: <https://www.prescouter.com/2020/03/carbon-dioxide-based-polymers-turning-carbon-emissions-into-plastic/>

²⁴⁶ BASF eyes wind and solar stake for 'world-first' chemicals plant – Recharge News // URL: <https://www.rechargenews.com/transition/basf-eyes-wind-and-solar-stake-for-world-first-chemicals-plant/2-1-693920>

²⁴⁷ Сайт компании Yara // URL: <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/2020/arena-announces-funding-for-yara-pilbara-and-engies-feasibility-study-on-a-renewable-hydrogen-to-ammonia-solution-in-fertiliser-production/>

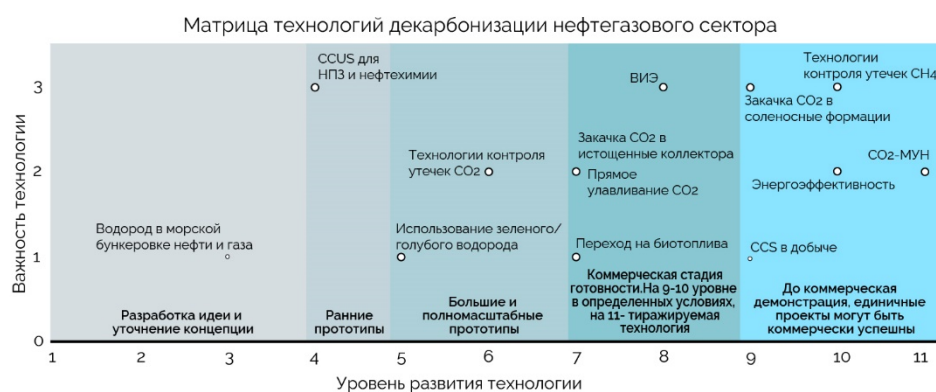
ЭКОНОМИКА ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Экономику проектов декарбонизации оценивают разными методами в зависимости от степени зрелости стратегии декарбонизации и от типа соответствующего проекта. На ранних стадиях проектов декарбонизации компании обычно используют анализ чувствительности, чтобы оценить влияние этих мер на крупные инвестиционные проекты и общие финансовые результаты компании в соответствии с различными сценариями ценообразования на CO₂. На следующих этапах сокращения выбросов ПГ применяются другие инструменты:

- модели оценки минимальных издержек, необходимых для достижения целевого сокращения ПГ;
- бизнес-кейсы для оценки оптимальной динамики выбросов, при которой затраты на сокращение выбросов ПГ будут минимизироваться с учетом получения выгод для общества и государства от сокращения выбросов;
- совокупные предельные социальные издержки, связанные с выбросами CO₂, — оценка ущерба, вызванного дополнительным выбросом 1 т CO₂-экв.²⁴⁸

Технологии декарбонизации существенно различаются как по стадии технологической готовности, так и по важности для нефтегазовой отрасли. С точки зрения потенциального объема сокращения выбросов, ключевыми технологиями являются использование ВИЭ, контроль утечек метана, энергоэффективность и внедрение технологий улавливания, хранения и использования углерода на НПЗ. Однако, для коммерческого использования подходят только технологии с уровнем развития от 9 до 11²⁴⁹ (рис. 42).

Рис. 42 Матрица некоторых технологий декарбонизации нефтегазового сектора



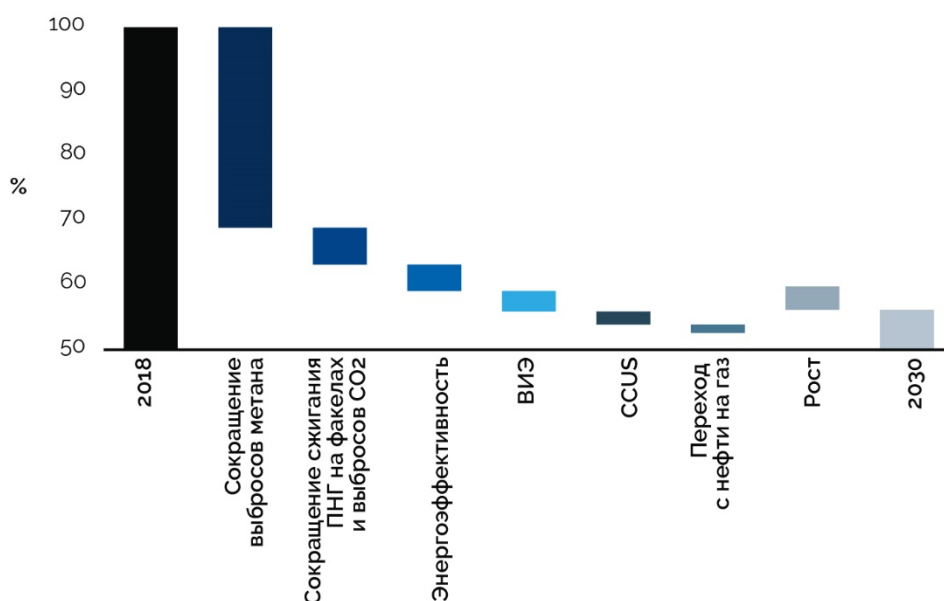
Источники: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, база данных МЭА по перспективным технологиям.

²⁴⁸ <https://www.edf.org/true-cost-carbon-pollution#:~:text=The%20social%20cost%20of%20carbon%20is%20a%20measure%20of%20the,per%20ton%20in%20today's%20dollars>

²⁴⁹ <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation/innovation-needs-in-the-sustainable-development-scenario>

Энергоэффективность, отказ от сжигания ПНГ на факелах и сокращение утечек метана приоритетны в силу того, что у них наибольший потенциал по сокращению выбросов ПГ к 2030 г. (рис. 43). По мнению опрошенных в ходе данного исследования менеджеров по устойчивому развитию в ведущих нефтегазовых компаниях, до 40 % проектов в этих сферах (при текущем уровне цен на углеводороды) может быть реализовано так, что доходы не пострадают или даже получают положительный импульс, принимая во внимание сокращение производственных издержек или дополнительные доходы от продажи сэкономленного метана.

Рис. 43 - Роль отдельных технологий в изменении средней интенсивности выбросов ПГ от нефтегазового сектора по сценарию устойчивого развития МЭА на 2018–2030 гг.



Источник: The Oil and Gas Industry in Energy Transitions / IEA. Paris, 2020.
<https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>

Следующий блок технологий включает в себя технологии улавливания, использования и хранения углерода. Данные технологии требуют масштабных капитальных затрат и пока находятся преимущественно на стадии пилотов, их внедряют только при существенной инфраструктурной и финансовой поддержке со стороны государства. Именно поэтому на них приходится сравнительно небольшая доля прогнозируемого снижения выбросов ПГ к 2030 г. Эти технологии рассматриваются преимущественно в рамках государственно-частного партнерства.

Наконец, разные виды ВИЭ и биотоплива находятся на разных стадиях технологической и коммерческой готовности к использованию в добыче, нефтепереработке и транспортировке. Во многих регионах государство активно стимулирует такие проекты. В других странах ВИЭ приходится конкурировать с более дешевыми углем и газом. По этой причине доля ВИЭ и биотоплива в краткосрочной перспективе останется сравнительно незначительной.

Некоторые из этих проектов пока рассматриваются как объект венчурных инвестиций, другие разворачиваются при условии государственно-частного партнерства.

Если распределить проекты по секторам и цепочке создания стоимости, энергоэффективность, CCUS и сокращение утечек метана остаются главными технологиями в секторах добычи, транспортировки и переработки (рис. 44).

Рис. 44 - Основные технологические варианты сокращения выбросов ПГ по всей цепочке создания стоимости в нефтегазовом секторе



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным: The future is now: How oil and gas companies can decarbonize / McKinsey and Company, IEA WEO. 2018.

В целом, анализ доступных данных по предельным издержкам (табл. 19) показывает, что выбросы ПГ можно сократить примерно на 900 млн т CO₂-эквивалента с близкими к нулю или даже отрицательными издержками. Дело в том, что большую роль в сокращении выбросов играет энергоэффективность, которая по-прежнему представляют собой огромный резерв сокращения как выбросов ПГ, так и операционных издержек.

Еще порядка 1400 млн т CO₂-экв. ПГ может быть сокращено по цене около 5 долл./т CO₂-экв. Эти значения могут измениться, если цена на CO₂ будет выше, чем сегодня. В сумме эти две группы составляют около 50 % всех выбросов от нефтегазовой промышленности в ближайшие 20 лет.

Следует отметить, что данные, приведенные в табл. 19, далеко не полные. В настоящее время анализ предельных издержек методов декарбонизации еще только развивается²⁵⁰. Тем не менее, даже по этим данным понятно, что для достижения нулевых выбросов требуется дальнейшее развитие, апробация и масштабирование новых технологий. Это невозможно без масштабной регуляторной и финансовой поддержки со стороны государств.

²⁵⁰ Friedmann S. J., Fan Z., Z. Byrum et al. Levelized cost of carbon abatement: an improved cost-assessment methodology for a net-zero emissions world by 2020.

Таблица 19 - Оценка издержек и объемов сокращения выбросов ПГ по технологическим методам

	Объем, млн т CO ₂ -экв.	Удельные издержки 2009 долл./т	Комментарии	Источник данных об объемах	Источник данных о цене
Эффективное планирование и прогнозирование	20	-111,20	Кривая стоимости свидетельствует о потенциале мер снижения со стоимостью ниже 60 евро за т CO ₂ -экв. к 2030 г.	https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/co2-abatement-exploring-options-for-oil-and-natural-gas-companies	https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/co2-abatement-exploring-options-for-oil-and-natural-gas-companies
Изменение потребительского поведения	31	-109,81			
Энергоэффективность на основе управления технологическим процессом и техобслуживанием	52	-1091,15			
Энергоэффективность на основе изменения моделей поведения, техобслуживания и технологического контроля	27	-107,03			
Энергоэффективность, требующая дополнительных капитальных затрат на технологические единицы	100	-58,38			
Новые энергоэффективные здания	80	-55,60			
Контроль и техобслуживание компрессоров	27	-13,90			
Замена уплотнения компрессоров	23	-13 205			
Энергоэффективность, требующая капитальных затрат на модернизацию технологических единиц	20	-1,39			
Контроль и техобслуживание распределительных сетей	55	-1,39			
Когенерация	120	-11,12			
Сокращение постоянного дистанционного сжигания на факелах	70	-41,70			
ВИЭ (монетизация)	70	-50,00	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 496	World Energy Outlook 2018. 496
Энергоэффективность	300	-100-15	К 2030 г.	The Oil and Gas Industry in Energy Transitions / IEA. 2020. P. 154	https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/co2-abatement-exploring-options-for-oil-and-natural-gas-companies
Метан (монетизация)	897	1,32-0	К 2040 г.	https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/marginal-abatement-cost-curve-for-oil-and-gas-related	https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/62818.pdf

	Объем, млн т CO ₂ -экв.	Удельные издержки 2009 долл./т	Комментарии	Источник данных об объемах	Источник данных о цене
				methane-emissions-globally	
ВИЭ	280	0–50	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 496	World Energy Outlook 2018. 496
ВИЭ	400	50–300	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 496	World Energy Outlook 2018. 496
Метан	1514	0–15	К 2040 г.	World Energy Outlook 2020. P. 106. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/marginal-abatement-cost-curve-for-oil-and-gas-related-methane-emissions-globally	World Energy Outlook 2020. P. 106
Технологии CCUS в переработке природного газа	110	25–30	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture
Технологии CCUS в переработке нефти	140	30–50	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture
Технологии CCUS в переработке нефти, ТЭС, флюид-каталитический крекинг	450	50–150	К 2040 г.	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture	World Energy Outlook 2018. 501. https://www.bcg.com/publications/2019/business-case-carbon-capture

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

УСЛОВИЯ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В РОССИИ И ПРАКТИКА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Условия декарбонизации в России - позиции основных стейкхолдеров по вопросам изменения климата

В отличие от многих других стран мира, в России проблема изменения климата пока имеет низкую приоритетность и для населения, и для бизнеса, и для финансовых институтов, и для правительства, что тормозит процесс декарбонизации.

Отношение населения к вопросам изменения климата

Согласно опросам общественного мнения, опубликованным в сентябре 2020 г.²⁵¹, 40% взрослых россиян полагают, что проблема глобального потепления надумана и раздута. Обратного мнения придерживаются 52% россиян: они считают, что глобальное потепление — действительно значимая проблема. Однако большинство (от 62% до 76%) опрошенных не готовы платить больше за товары или услуги — даже при условии, что средства пойдут на внедрение ВИЭ или повышение энергоэффективности. Таким образом, отношение к климату у избирателей неоднозначно. При этом, поскольку в стране слабо развиты институты гражданского общества и деятельность климатических НКО²⁵², никакого заметного давления на власти и на компании со стороны избирателей с климатическими требованиями (как это происходит в других регионах мира) в России не наблюдается.

Позиция государства по климату и регулирование ПГ

В государственной политике страны прослеживается низкий приоритет климатической проблематики, а декарбонизация пока не входит в список наиболее важных задач, отслеживаемых государством²⁵³. Пока политика российского правительства в данном вопросе носит в основном демонстрационный характер и не видит необходимости существенных изменений²⁵⁴.

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) России в рамках Парижского соглашения к 2030 г. предусматривает сокращение выбросов ПГ внутри страны на 25–30 % от уровня 1990 г. с учетом ЗИЗЛХ. На фоне глубокой трансформации экономики, это обязательство было выполнено еще в начале 1990-х гг., к настоящему времени оно перевыполнено. Более амбициозные цели пока не обсуждаются на уровне

Заявленные Россией в рамках Парижского соглашения цели по выбросам ПГ уже достигнуты, более амбициозные цели пока не обсуждаются.

²⁵¹ <https://wciom.ru/analytical-reviews/analiticheskii-obzor/izmenenie-klimata-i-kak-s-nim-borotsya>

²⁵² <https://www.csis.org/analysis/environmental-activism-russia-strategies-and-prospects>

²⁵³ <https://www.csis.org/analysis/who-responsible-mitigating-effects-climate-change-russia>

²⁵⁴ https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/bobolo_russia_climate_change_2021_ru.pdf

правительства²⁵⁵. Следует также отметить, что утвержденная на национальном уровне цель 75% выбросов ПГ от уровня 1990 г. к 2030 г. вероятнее всего не будет превышена даже в случае полного бездействия в сфере регулирования ПГ в силу следующих специфических для России причин:

- В настоящее время выбросы ПГ составляют примерно 50% от уровня 1990 г.
- Статистика благополучных с экономической точки зрения 2000-2010 гг. свидетельствует о том, что в период активного экономического роста объем выбросов ПГ (без учета лесов) в России увеличился всего на 8% за 10 лет. Даже в самом агрессивном сценарии, если предположить, что экономика за последующие 10 лет (2021-2030 гг.) будет развиваться аналогичными темпами, а с поглощающей способностью лесов ничего негативного не произойдет, то к 2030 г. выбросы составят порядка 60-62% от уровня 1990 г.
- За период 2011-2017 гг., который сопровождался серьезными внешними ограничениями для роста национальной экономики, выбросы ПГ в России росли примерно на 0,7% в год. Если условия не изменятся, при умеренном экономическом росте российские выбросы ПГ могут к 2030 г. составить 57-60%.
- Вне зависимости от темпов экономического роста, у России есть определенный потенциал увеличения национального объема поглощений лесами и экосистемами. В первую очередь, это может быть связано с увеличением количества регулируемых лесов, завершением лесной инвентаризации и интенсификацией борьбы с незаконными рубками и пожарами. Если этот потенциал будет реализован, тогда нетто выбросы в России с учетом поглощающей способности лесов и экосистем могут к 2030 г. быть ниже 60% от уровня 1990 г.

Очевидно, что в этой ситуации у российских регуляторов нет серьезных причин для введения дополнительных норм регулирования (налог на углерод, выдача компаниям разрешений на выбросы ПГ, штрафы в случае превышения выбросов) в период до 2030 г. Возможно, что некоторую роль в интенсификации регуляторной деятельности сыграет широко обсуждаемое введение пограничных углеродных налогов на экспортных рынках. Однако, не исключено, что это приведет к окончательному отказу от идеи введения углеродного налога или его производных инструментов в

²⁵⁵ Подробнее о климатическом регулировании в России см.: Глобальная климатическая угроза и экономика России: в поисках особого пути / Митрова Т.А., Хохлов А.А., Мельников Ю.В. и др. М.: Московская школа управления СКОЛКОВО, 2020. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Climate_Primer_RU.pdf

России в связи с необходимостью исключения двойного налогообложения отечественных экспортеров. В этом случае Правительству придется принимать срочные меры стимулирующего характера для ускорения снижения углеродного следа экспортной продукции. Коснется это в первую очередь компаний нефтегазовой и металлургической отрасли и производителей удобрений.

Регулирование ПГ

Регулирование выбросов ПГ в России находится в зачаточной стадии, но в 2021 г. должны вступить в силу несколько основополагающих документов.

Регулирование выбросов ПГ в России все еще находится в начальной стадии, поэтому пока нефтегазовый сектор не получает стимулов и сигналов, направленных на декарбонизацию. Ожидается, что в 2021 г. вступят в действие первые нормативные документы, регламентирующие отчетность предприятий о выбросах ПГ. Основными структурообразующими элементами только формирующегося в настоящее время нормативного регулирования ПГ в Российской Федерации являются (Таблица 20):

- Долгосрочная цель Российской Федерации по выбросам ПГ.
- Стратегия социально-экономического развития России, предусматривающая экономический рост с учетом долгосрочной цели по выбросам ПГ.
- Введение регулирования ПГ, необходимого для реализации стратегии социально-экономического развития России.

Таблица 20 - Текущий статус основных элементов системы регулирования ПГ

Элемент системы регулирования парниковых газов	
Документ	Статус документа
1. Долгосрочная цель по выбросам парниковых газов	
Указ Президента Российской Федерации от 4 ноября 2020 г. №666 ²⁵⁶	Выполнено. Установлена национальная цель – выбросы ПГ к 2030 г. должны составить 75% от уровня 1990 г. При этом в 2017 г. выбросы составляли 50,7% от уровня 1990 г. ²⁵⁷ .
2. Стратегия социально-экономического развития	
Стратегия долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов ПГ до 2050 г.	В работе. Проект Стратегии внесен Минэкономразвития России в Правительство России в марте 2020 г. ²⁵⁸ . Очевидно, что данная Стратегия перед утверждением будет скорректирована с учетом Указа Президента от 4 ноября 2020 г. №666. Ожидаемая дата утверждения – 2021 г.
3. Введение национального регулирования ПГ	
Федеральный закон «Об ограничении выбросов ПГ»	В работе. Законопроект внесен в Государственную думу ²⁵⁹ . Законопроект концептуально соответствует Указу Президента от 4 ноября 2020 г. №666. Вводится терминологический аппарат, обязанность по мониторингу ПГ и вводится механизм добровольных климатических проектов. Как такового регулирования не вводится, поскольку это не требуется для достижения национальной цели к 2030 г. Ожидаемая дата утверждения – 2021 г.

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Основным документом, который будет регулировать сферу ПГ, будет федеральный закон «Об ограничении выбросов ПГ». Данный закон с ноября 2018 г. по февраль 2021 г. проходил многочисленные обсуждения и согласования, в результате чего претерпел существенные изменения. Сейчас законопроект внесен Правительством России в Государственную думу. По информации Минэкономразвития России, данный закон будет принят в первой половине 2021 г.²⁶⁰.

Укрупненно, законопроект состоит из трех блоков:

- вводится необходимый терминологический аппарат;
- вводится система мониторинга выбросов ПГ наиболее крупными эмитентами;
- вводится механизм реализации добровольных климатических проектов.

²⁵⁶ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/566191878>

²⁵⁷ Четвертый доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, Росгидромет, Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля, Москва, 2019 г.: http://downloads.igce.ru/publications/Two_years_Doklad_RF/124785_Russian%20Federation-BR4-2-4BR_RUS_rev.pdf

²⁵⁸ https://economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf

²⁵⁹ Решения Правительства России 17 февраля 2021 года: <http://government.ru/news/41576/>

²⁶⁰ <https://sozd.duma.gov.ru/bill/1116605-7%E%BF%BC>

Далее более подробно дана характеристика каждого из этих блоков.

Терминологический аппарат

Сейчас в России на законодательном уровне отсутствуют такие понятия, как: «парниковые газы», «антропогенные выбросы ПГ», «поглощение ПГ», «углеродная единица», «углеродный след» и пр. Законопроект восполняет этот пробел и вводит порядка двух десятков новых понятий. Новый терминологический аппарат позволит выстроить необходимую систему регулирования ПГ, а также позволит всем стейкхолдерам иметь однозначное толкование основных понятий в этой сфере.

Система мониторинга выбросов ПГ

Под регулирование закона попадут организации с годовыми объемами выбросов парниковых газов 150 000 т и более за период до 2024 г. и 50 000 т и более – после 2024 г. Очевидно, что наиболее крупные нефтегазовые компаниями и предприятия попадут под эти критерии. Регулируемые организации обязаны будут ежегодно предоставлять отчеты о выбросах ПГ в специальный государственный орган. Порядок и сроки предоставления, а также форма таких отчетов и ответственность за непредставление такой отчетности будут в будущем регламентированы.

Другие организации и индивидуальные предприниматели будут иметь право предоставлять, либо не предоставлять отчетность по выбросам ПГ.

На основании полученной информации о выбросах ПГ будет сформирована система государственного учета ПГ. Эта система предусматривает:

- проверку отчетов о выбросах ПГ;
- ведение реестра выбросов ПГ;
- хранение и анализ информации;
- информирование государственных органов, бизнеса и граждан, о выбросах ПГ.

Механизм реализации климатических проектов

Климатический проект – это проект, обеспечивающий сокращение (предотвращение) выбросов ПГ или увеличение их поглощения. Законопроект предусматривает добровольный характер реализации климатических проектов.

Законопроект и последующие нормативные акты необходимы для однозначного формулирования правил реализации таких проектов, требований к верификации их результатов, а также отражения результатов реализации проектов в углеродном следе продукции и нефинансовой отчетности.

В частности, будут унифицированы форма и порядок представления отчета о реализации климатического проекта.

При реализации такого проекта, необходимо будет проходить процедуру верификации достигнутого результата.

После верификации результатов проекта выпускаются в обращение углеродные единицы. Эти углеродные единицы подлежат зачислению на счет исполнителя климатического проекта в специальном реестре углеродных единиц. Далее владелец углеродных единиц может принять решение о зачете углеродных единиц в целях уменьшения собственного углеродного следа, либо передать углеродные единицы другому хозяйствующему субъекту.

Условия, на которых будет осуществляться обмен углеродными единицами между хозяйствующими субъектами, законопроект не регламентирует. Прозрачный и понятный порядок формирования цены на углеродные единицы между хозяйствующими субъектами не прописан. Это потенциально может привести к манипуляциям со взаимозачетами углеродных единиц между хозяйствующими субъектами.

Законопроект в 2021 г. будет проходить три чтения в Государственной думе и затем рассматриваться в Совете Федерации. Возможно, что в законопроект будут внесены дополнительные изменения.

Для нефтегазовых компаний возникнут дополнительные ограничения в том случае, если они примут решение о реализации климатических проектов с последующим включением результатов этих проектов в специальный государственный реестр углеродных единиц. Ограничения будут связаны с необходимостью соблюдать требования к порядку реализации и верификации климатических проектов.

В связи с принятием закона «Об ограничении выбросов парниковых газов» и соответствующих подзаконных актов количество инструментов декарбонизации нефтегазовой отрасли наиболее вероятно увеличится. Этому будет способствовать более точное понимание источников и объемов выбросов у нефтегазовых компаний в связи с обязанностью введения системы мониторинга и отчетности для предприятий с годовыми объемами выбросов более 50 000 тонн в год. Так же появятся четкие правила реализации, верификации и учета результатов климатических проектов. Появится возможность снижать углеродный след продукции за счет реализации добровольных климатических проектов, включая лесные проекты. Появится возможность обращения углеродных единиц между хозяйствующими субъектами, хотя пока не ясно как будет формироваться цена на данные углеродные единицы.

Следует отметить, что помимо инициатив, связанных с развитием сферы регулирования ПГ, в России существует природоохранное законодательство. В рамках этого законодательства уже сейчас существуют элементы

регулирования отдельных ПГ, являющихся загрязняющими веществами.

Кроме того, уже сейчас в России действуют специальные механизмы, позволяющие нефтегазовым компаниям получать льготы и субсидии, а также привлекать дополнительное финансирование для реализации энергоэффективных проектов и мероприятий, направленных на внедрение наилучших доступных технологий, а также на сокращение выбросов ПНГ.

Ограничение выбросов метана

Метан еще с 1980-х гг. признается в России загрязняющим веществом и регулируется отдельным законодательством. Сейчас основу регулирования выбросов метана составляют:

- Федеральный закон от 10.01.2001 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»²⁶¹;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 июля 2015 г. №1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»²⁶²;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 13 сентября 2016 г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»²⁶³.

Указанные документы создали нормативную основу для взимания платы с промышленных предприятий за негативное воздействие на окружающую среду от выбросов метана в атмосферный воздух. Ставка платы составляет 108 руб. за одну тонну метана.

Поскольку в составе ПНГ основную часть занимает метан, то для нефтегазовых компаний отдельное значение имеет так же постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»²⁶⁴.

Этим постановлением введено предельно допустимое значение объема ПНГ, сжигаемого на факельных установках, в размере не более 5% от объема добытого ПНГ. Таким образом, нефтегазовым компаниям необходимо утилизировать 95% ПНГ. Если это не выполняется, то нефтегазовые компании обязаны вносить плату за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в

²⁶¹ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901808297>

²⁶² Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420286994>

²⁶³ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420375216>

²⁶⁴ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902379207>

атмосферный воздух. При этом затраты компаний на систему утилизации ПНГ учитываются при определении этой платы. То есть, чем больше компания тратит средств на систему утилизации ПНГ, тем меньше она платит за негативное воздействие на окружающую среду. В систему утилизации могут включаться:

- Системы сбора, подготовки и транспортировки ПНГ;
- Установки по выработке тепловой и электрической энергии из ПНГ;
- Установки по переработке ПНГ;
- Объекты по закачке ПНГ в пласт, в газовые шапки;
- Естественные и искусственные подземные хранилища;

За период с 2010 по 2019 гг. уровень утилизации ПНГ в России увеличился всего лишь с 74,3% до 81,5%, что свидетельствует либо о недостаточности мер стимулирования, либо о низких ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух.

Внедрение наилучших доступных технологий

В России в настоящее время создана нормативная основа для внедрения на промышленных предприятиях, включая предприятия нефтегазового сектора, наилучших доступных технологий. Как правило, внедрение наилучших доступных технологий сопровождается повышением энергоэффективности, как следствие – сокращением выбросов ПГ, а также снижением негативного воздействия на окружающую среду.

Перечень наилучших доступных технологий и их критерии в настоящее время достаточно подробно описаны в Справочниках наилучших доступных технологий. Примеры таких справочников:

- Добыча нефти²⁶⁵;
- Добыча природного газа²⁶⁶;
- Переработка нефти²⁶⁷.

При внедрении НДТ на своих предприятиях компании вправе получить субсидию из федерального бюджета. Субсидия предоставляется на возмещение затрат на выплату купонного дохода по облигациям, выпущенным в рамках реализации проектов по внедрению наилучших доступных технологий. В

²⁶⁵ Информационно технический справочник по наилучшим доступным технологиям, ИТС 28 «Добыча нефти», Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Бюро НДТ, 2017 год. Режим доступа: http://burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1112&etkstructure_id=1872

²⁶⁶ Информационно технический справочник по наилучшим доступным технологиям, ИТС 29 «Добыча природного газа», Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Бюро НДТ, 2017 год. Режим доступа: http://burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1114&etkstructure_id=1872

²⁶⁷ Информационно технический справочник по наилучшим доступным технологиям, ИТС 30 «Переработка нефти», Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Бюро НДТ, 2017 год. Режим доступа: http://burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1116&etkstructure_id=1872

общем порядке субсидия составляет 70% от выплат по купонному доходу по выпущенным облигациям. Если внедряется НДТ, оборудование для которой произведено на территории Российской Федерации, то субсидия составляет 90% от выплат по купонному доходу. Регламентирует процедуру предоставления такой субсидии постановление Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2019 г. № 541²⁶⁸.

Компании, которые переходят на НДТ, получают комплексное экологическое разрешение. Порядок выдачи таких разрешений утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 13.02.2019 № 143 «Об утверждении Правил рассмотрения заявок на получение комплексных экологических разрешений, выдачи, переоформления, пересмотра, отзыва комплексных экологических разрешений и внесения изменений в них»²⁶⁹. Получать такие разрешения компании могут с 1 января 2019 г. В настоящее время сформирован перечень из 300 предприятий, которые обязаны до 31 декабря 2022 г. направить заявку на получение таких разрешений, а значит должны комплексно перейти на НДТ. Перечень этих предприятий утвержден приказом Минприроды России от 18 апреля 2018 г. №154²⁷⁰. В этот перечень входят в том числе предприятия нефтегазового сектора, например:

- Харьгинское нефтяное месторождение;
- Астраханский газоперерабатывающий завод;
- АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»;
- Оренбургский газодобывающий комплекс;
- Объект добычи нефти и газа, расположенный на территории Восточного участка ОНГКМ;
- Рязанская нефтеперерабатывающая компания и пр.

До 31 декабря 2024 г. подать заявку на КЭР должны оставшиеся предприятия первой категории (предприятия со значительным воздействием на окружающую среду). Количество таких предприятий в России примерно 7 000. Предприятия второй категории получать комплексное экологическое разрешение могут по желанию.

При получении комплексных экологических разрешений возникают обязательства достижению определенных технологических нормативов и снижению негативного воздействия на окружающую среду. Но при этом компании получают право на целый ряд различных льгот:

²⁶⁸ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/554440902>

²⁶⁹ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/552405898>

²⁷⁰ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/542623710>

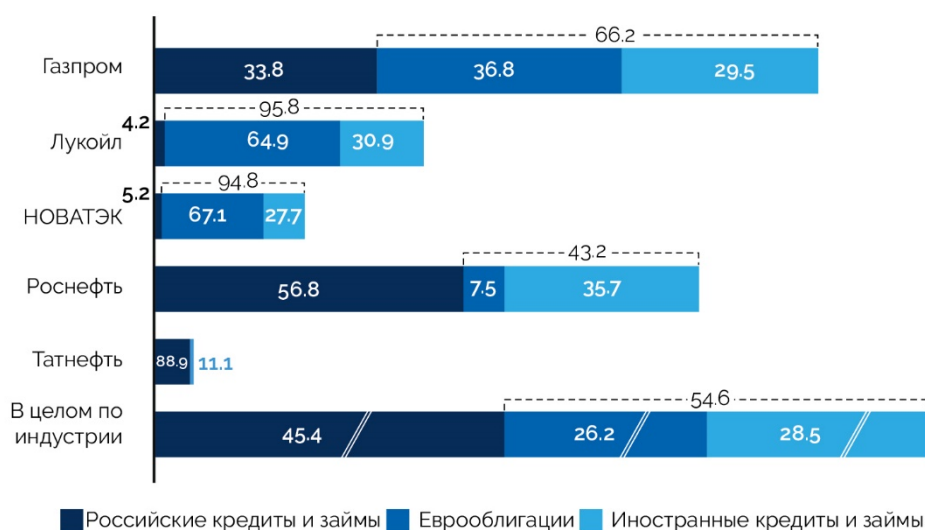
- Зачет затрат на снижение негативного воздействия и внедрение НДТ в счет платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Отмена оплаты за негативное воздействие на окружающую среду для предприятий первой категории, перешедших на НДТ;
- Инвестиционный налоговый кредит для внедрения НДТ;
- Введение для энергоэффективного оборудования, а также для оборудования НДТ повышенного коэффициента амортизации (Статья 259_3. Применение повышающих (понижающих) коэффициентов к норме амортизации Налогового Кодекса Российской Федерации²⁷¹);
- Применение нового способа привлечения финансирования посредством выпуска «зеленых» облигаций для проектов НДТ, а также получение субсидию на купонный доход до 90% (постановление Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2019 г. № 541²⁷²).

Позиция финансовых организаций и привлечение финансирования в зеленые проекты

В глобальном масштабе финансовый сектор играет чрезвычайно важную роль в продвижении декарбонизации и давлении на нефтегазовые компании с целью уменьшения их углеродного следа. В России нефтегазовый бизнес вертикально интегрированных нефтяных компаний во многом зависит от международного финансирования, которое составляет 54,6% в заемном капитале ведущих российских нефтегазовых компаний (рис. 45), заставляя их на равных с международными компаниями включаться в инициативы по раскрытию информации для инвесторов, фокусироваться на климатической стратегии и управлении климатическими рисками. Это на данный момент – один из основных драйверов декарбонизации российских нефтегазовых компаний.

²⁷¹ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901765862>

²⁷² Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/554440902>

Рис. 45 – Доля иностранных кредитов и займов в заемном капитале отдельных нефтегазовых компаний России

Источник: ЦСР, 2021. <https://www.csr.ru/ru/news/klimaticheskaya-povestka-rossii-reagiruya-na-mezhdunarodnye-vyzovy/>

Можно ожидать, что ведущие западные финансово-кредитные организации будут все дальше переходить на принципы устойчивого кредитования, соответственно российские нефтегазовые компании, не удовлетворяющие этим стандартам, могут лишиться источников финансирования в виде зарубежных кредитов и займов. Кроме того, нельзя забывать еще и о санкционных ограничениях на доступ к международному капиталу. В этом случае российские нефтяники будут обращаться к российским финансовым институтам.

Следует подчеркнуть, что в настоящее время развитие повестки устойчивого развития, изменения климата и необходимости декарбонизации находит отражение в деятельности и российских финансовых организаций и регуляторов.

В частности, Банк России 19 декабря 2019 г. выпустил Положение²⁷³, в котором предусмотрел возможность выпуска «зеленых» облигаций. Так же Банк России подготовил для институциональных инвесторов рекомендации по ответственному инвестированию, которые разместил²⁷⁴.

Государственная корпорация развития ВЭБ.РФ, являющаяся крупнейшим институтом развития в России, определена Правительством России в качестве методологического центра по развитию в России инвестиционной деятельности в сфере устойчивого (в том числе зеленого) развития и привлечения финансирования. Полномочия ВЭБ.РФ установлены распоряжением Правительства Российской

²⁷³ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/564112335>

²⁷⁴ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/565313944>

Федерации от 18 ноября 2020 г. № 3024-р²⁷⁵. В 2020 г. ВЭБ.РФ подготовил первую редакцию методических рекомендаций по развитию инвестиционной деятельности в сфере зелёного финансирования²⁷⁶ в Российской Федерации и первую версию Основных направлений реализации зеленых проектов в Российской Федерации (таксономия)²⁷⁷. Данные документы разработаны с учетом опыта крупнейших международных организаций в этой области, CBI, ICMA, IDFC, учтен так же опыт Китая – первой страны, разработавшей и внедрившей аналогичный документ. В настоящее время готовится обновление методических рекомендаций и таксономии.

На основе методических рекомендаций ВЭБ.РФ компанией ОАО «РЖД» в 2020 г. произведен выпуск бессрочных «зеленых» облигаций серии 001Б-03 объемом 100 млрд рублей с целью финансирования «зеленых» проектов, а также рефинансирования понесенных затрат по «зеленым» проектам.

Следует так же отметить, что на площадке Московской Биржи действует Сектор устойчивого развития²⁷⁸ для облигаций, направленных на финансирование проектов в области экологии, защиты окружающей среды и социально значимых проектов.

Таким образом, на сегодняшний момент любая нефтегазовая компания может привлечь финансирование под проекты, направленные на снижение выбросов ПГ, путем размещения «зеленых» облигаций, удовлетворяющих требованиям методических рекомендаций ВЭБ.РФ.

Отношение российского бизнеса

В целом российский бизнес пока не торопится переходить к активным действиям в сфере климата: отсутствие прессинга со стороны общественного мнения и регулятора позволяет компаниям сохранять свой традиционный подход к бизнесу внутри страны. Так, Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП), который объединяет крупнейшие российские компании из энергетического сектора (включая ряд нефтегазовых), химической, металлургической отрасли, машиностроения и т.д., – среди последовательных оппонентов ужесточения углеродного регулирования в России. Аргументы против введения внутренней «цены на углерод» включают опасения по поводу чрезмерной нагрузки на экономику и бизнес, а также роста цен на энергию для бизнеса и домохозяйств. РСПП считает целесообразным сосредоточиться на недопущении роста эмиссий парниковых

²⁷⁵ Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/566351132>

²⁷⁶ Режим доступа: <https://veb.ru/files/?file=1cc7ffec701762260d130988dafca0cf.pdf>

²⁷⁷ Режим доступа: <https://veb.ru/files/?file=3c88641bf666e0d8b2609488ed24d511.pdf>

²⁷⁸ Сектор устойчивого развития Московской биржи. Режим доступа: <https://www.moex.com/s3019>

газов (вместо их сокращения)²⁷⁹ и ключевым направлением развития климатической политики в России называет введение комплексной системы учета поглощений и выбросов ПГ²⁸⁰.

Однако, на внешних рынках компании-экспортеры все чаще сталкиваются с новыми требованиями по раскрытию информации о своих эмиссиях ПГ и их сокращению. Особенно это актуально для ключевого экспортного рынка – европейского. Европейский «Зеленый Курс» и связанные с ним новые регуляторные инициативы – пограничное углеродное регулирование, «Метановая стратегия ЕС», рекомендации по финансированию проектов в рамках таксономии, будут иметь непосредственное влияние на российский экспорт.

Экспортно-ориентированный российский бизнес в целом и нефтегазовые компании в частности постепенно приходят к осознанию, что для сохранения сильных позиций на рынке и привлекательности в глазах международных инвесторов, необходимы более активные меры по декарбонизации.

Практика декарбонизация российских нефтегазовых компаний

Выбросы ПГ от нефтегазовой отрасли в России оцениваются на уровне 355 млн т CO₂-экв., или около 24 % от суммарных выбросов (1,5 млрд т CO₂-экв. с учетом землепользования, изменений в землепользовании и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) в 2017 г., для сравнения – на сектор электроэнергетики и теплоснабжения пришлось 47%). Таким образом, в России доля выбросов ПГ от нефтегазовой отрасли почти в два раза выше, чем в среднем по миру, и составляет около четверти суммарных выбросов.

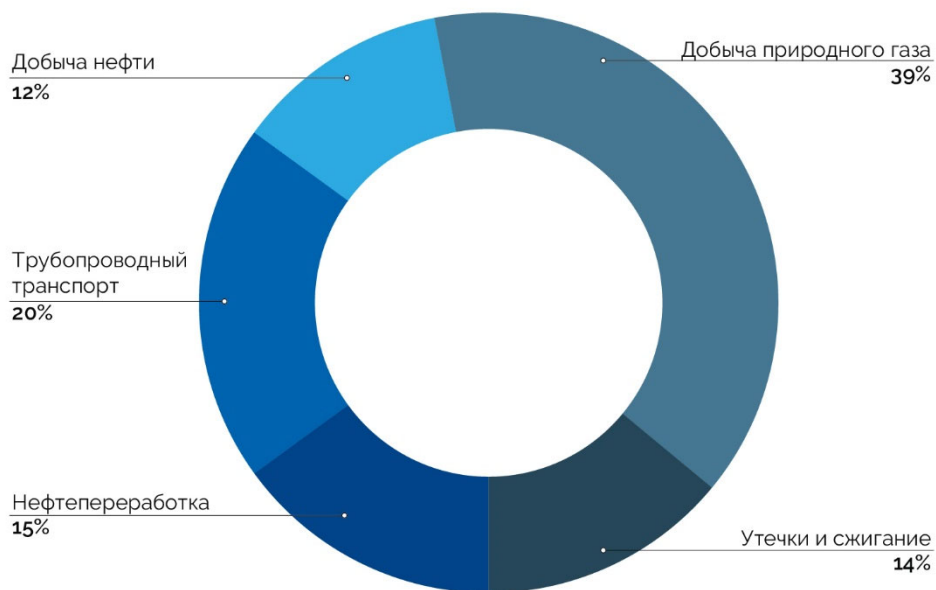
Сегмент добычи природного газа дает почти 40 % всех выбросов нефтегазовой отрасли страны (рис. 46), еще 20 % обеспечивает трубопроводный транспорт нефти и газа²⁸¹.

²⁷⁹ Заключение РСПП на концепцию законопроекта «О регулировании объема выброса парниковых газов в РФ». Апрель 2018. Режим доступа: <http://media.rspp.ru/document/1/8/a/8a57f55cc17707234e2558e0624e23e5.pdf>

²⁸⁰ Позиция РСПП «О мероприятиях по адаптации российской экономики к изменениям климата».

Декабрь 2020. Режим доступа: <http://rspp.ru/activity/position/pozitsiya-rspp-o-meropriyatiyakh-po-adaptatsii-rossiyskoy-ekonomiki-k-izmeneniyam-klimata>

²⁸¹ <https://unfccc.int/documents/226417>

Рис. 46 - Структура выбросов ПГ от нефтегазовой отрасли РФ в 2018 г.

Источник: <https://unfccc.int/documents/227987>.

Российские нефтегазовые компании часто опережали правительственные планы в области подготовки добровольной отчетности и раскрытия информации, заблаговременно внедряя стратегии декарбонизации и даже используя внутреннее ценообразование на CO₂ для инвестиционных проектов.

Несмотря на практическое отсутствие политики стимулирования декарбонизации, российские нефтегазовые компании часто опережают правительственные планы в области подготовки добровольной отчетности и раскрытия информации, заблаговременно внедряя стратегии декарбонизации и даже используя внутреннее ценообразование на CO₂ для инвестиционных проектов.

В 2020 г. об устойчивом развитии в корпоративных отчетах упомянули лидеры нефтегазового сектора России: «Газпром»²⁸², «Роснефть»²⁸³, «Лукойл»²⁸⁴, «Газпром нефть»²⁸⁵, «Татнефть»²⁸⁶ и «Новатэк»²⁸⁷ (речь идет как об отдельных отчетах об устойчивом развитии, так и о разделах в годовых отчетах). Среди ключевых мер декарбонизации, упомянутых в этих отчетах, выделяется создание системы учета выбросов ПГ, энергоэффективность, утилизация ПНГ и дальнейшее развитие газового бизнеса (как альтернативы нефтяному). Дополнительно упоминаются развитие ВИЭ и лесовосстановление. В тоже время большинство из этих мероприятий реализуются уже много лет без какой-либо связи с объемом выбросов ПГ у самих компаний (например, повышение энергоэффективности).

²⁸² Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2019 год.

<https://www.gazprom.ru/f/posts/77/885487/gazprom-environmental-report-2019-ru.pdf>

²⁸³ Отчет в области устойчивого развития ПАО «Роснефть» за 2019 год.

https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2019_RUS.pdf

²⁸⁴ Отчет в области устойчивого развития ПАО «Лукойл» за 2019 год.

<https://lukoil.ru/InvestorAndShareholderCenter/ReportsAndPresentations/SustainabilityReport>

²⁸⁵ Отчет в области устойчивого развития ПАО «Газпром нефть» за 2019 год.

<https://csr2019.gazprom-neft.ru/>

²⁸⁶ Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2019 год. https://tatneft.ru/storage/block_editor/files/ff073d3c825320e4709391e336c0ec350e599b49.pdf

²⁸⁷ http://www.novatek.ru/common/tool/stat.php?doc=/common/upload/doc/NOVATEK_FULL_RUS_2019.pdf

По состоянию на декабрь 2020 г. некоторые российские компании в нефтегазовом секторе опубликовали долгосрочные цели (с горизонтом до 2024 г.) по сокращению выбросов ПГ (табл. 21). Представители двух компаний («ЛУКОЙЛ» и «Татнефть») в публичных выступлениях упоминали, что стремятся к углеродной нейтральности к 2050 г. (хотя и не ставили такую цель официально).

Таблица 21 - Долгосрочные цели по сокращению выбросов ПГ российских нефтегазовых компаний (по состоянию на январь 2021 г.)

Компания	Показатель	Целевой год	Базовый год	Сокращение, %
Газпром	Удельные выбросы ПГ при транспортировке природного газа, CO ₂ -экв/млрд м ³ на км	2024	2018	3,8
Газпром нефть	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Зарубежнефть	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Иркутская нефтяная компания	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Лукойл	Официальные долгосрочные цели в разработке. По сообщениям в прессе компания стремится обеспечить углеродную нейтральность к 2050 г.			
Новатэк	Удельные выбросы ПГ в сегменте добычи	2030	2019	6
	Удельные выбросы метана в сегментах добычи, переработки и СПГ	2030	2019	4
	Удельные выбросы ПГ в сегменте СПГ	2030	2019	5
Роснефть	Углеродная интенсивность в секторе добычи	2035	2019	30
	Интенсивность выбросов метана	2035		0,25
Русснефть	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Сахалин энерджи	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Сибур	Удельные выбросы ПГ в сегменте газопереработки	2025	2018	5
	Удельные выбросы ПГ в сегменте нефтехимии	2025	2018	15
Сургутнефтегаз	Цели по сокращению выбросов ПГ не опубликованы			
Татнефть	Углеродная интенсивность	2025	2019	10
		2030	2019	20

*Стратегический ориентир—углеродная нейтральность к 2050 г.

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным компаний.

Данные CDP на основе добровольной климатической отчетности показывают, что российские нефтегазовые компании постепенно повышают свой рейтинг. В 2020 г. пять компаний («Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Нижнекамскнефтехим» и «Татнефть») улучшили свое положение в рейтинге CDP по сравнению с 2019 г. Также в

2019–2020 гг. руководители ряда компаний («Татнефть», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «НОВАТЭК» и др.) заявили о стремлении к долгосрочному сокращению выбросов ПГ или даже к полной углеродной нейтральности или.

В последнем рейтинге CDP 2020 г. одна из российских нефтегазовых компаний получила рейтинг категории «В» и еще две — категории «С», что соответствует уровню крупнейших международных компаний. Однако стратегии декарбонизации находятся на принципиально разных стадиях разработки, в том числе некоторые — на ранних, связанных с формулированием целей и методов декарбонизации. Рассмотрим дальше, какие именно из методов декарбонизации имеют приоритет у российских нефтегазовых компаний.

Операционные методы

Российские нефтегазовые компании довольно активно внедряют все методы повышения операционной эффективности, но основной приоритет и наибольший потенциал как с точки зрения сокращения эмиссий ПГ, так и повышения их коммерческой эффективности, связан с энергоэффективностью.

Энергоэффективность

В течение многих лет российские нефтегазовые компании демонстрируют рост показателей энергоэффективности (около 1,0–2,5 % в год). Набранный темп и накопленный опыт будут полезны, если регулирование даст возможность монетизировать достигнутое сокращение выбросов ПГ.

В проекте Стратегии низкоуглеродного развития России до 2050 г. повышение энергоэффективности рассматривается как ключевой инструмент сдерживания роста выбросов ПГ²⁸⁸. В прошлом российские нефтегазовые компании почти всегда связывали повышение энергоэффективности только с задачами сокращения операционных издержек. Однако с развитием климатического регулирования особую важность приобретает использование этого проверенного временем инструмента для декарбонизации бизнеса.

Минэкономразвития России выделяет следующие технологии и методы, обеспечивающие повышение энергоэффективности в нефтегазовом секторе:

- турбодетандерные установки на газораспределительных станциях;
- технологии утилизации тепла отходящих газов;
- повышение рабочего давления на участках экспортного газопровода;
- применение труб большого диаметра с внутренним гладкостным покрытием;
- применение газоперекачивающих агрегатов с высоким номинальным КПД;

²⁸⁸ Проект стратегии долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. / Минэкономразвития РФ. М., 2019. https://economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf

- повышение степени сжатия;
- увеличение нефтеотдачи пластов;
- обработка промежуточных слоев, образующихся на объектах подготовки нефти;
- модернизация технологического оборудования;
- утилизация факельных газов²⁸⁹.

Благодаря своей универсальности перечисленные технологии применимы в сегментах добычи, транспортировки и переработки.

По данным Минэкономразвития, в 2015–2018 гг. показатели энергоэффективности компаний «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Татнефть» и «Транснефть» (по сегментам «Добыча нефти и газа», «Транспортировка газа, нефти и нефтепродуктов», «Переработка газа, конденсата и нефти») демонстрировали разнонаправленную динамику без явной тенденции к улучшению. В сегменте добычи энергозатраты росли, вероятно, вследствие «старения» месторождений и необходимости тратить больше энергии, чтобы добыть тоже количество нефти или газа²⁹⁰.

По данным «Роснефти», за последние два года ее показатели энергоэффективности улучшились на 14 %, в результате, удалось предотвратить 3,1 млн т выбросов CO₂-экв. По данным отчета за 2019 г., в 2021–2023 гг. запланированы инвестиции в энергоэффективность на уровне 16 млрд руб.²⁹¹

По данным компании «ЛУКОЙЛ»²⁹², ключевой мерой повышения энергоэффективности в сегменте добычи является замена асинхронных двигателей на вентильные, использующиеся в качестве привода погружных электроцентробежных насосов механизированного фонда скважин. Также проводится модернизация насосов системы поддержания пластового давления. В 2019 г. компания установила 3885 вентильных двигателей.

«Газпром нефть» сосредоточена на следующих основных направлениях повышения энергоэффективности в сегменте добычи²⁹³:

- применение электроцентробежных насосных установок с повышенным КПД;
- внедрение вентильных двигателей;

²⁸⁹ Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2018 г. / Минэкономразвития РФ. М., 2019. <https://www.economy.gov.ru/material/file/d81b29821e3d3f5a8929c84d808de81d/energyefficiency2019.pdf>

²⁹⁰ Там же.

²⁹¹ Отчет в области устойчивого развития ПАО «Роснефть» за 2019 г. https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2019_RUS.pdf

²⁹² Отчет в области устойчивого развития ПАО «Лукойл» за 2019 г. <https://lukoil.ru/InvestorAndShareholderCenter/ReportsAndPresentations/SustainabilityReport>

²⁹³ <https://www.gazprom-neft.ru/social/energy-efficiency/>

- эксплуатация погружного оборудования и оптимизация его планового техобслуживания;
- сокращение попутно добываемой воды и закачки ее в пласт (остановка нерентабельных скважин и проведение геолого-технических мероприятий);
- подбор оптимального типоразмера и замена насосных агрегатов на кустовых и дожимных насосных станциях, а также на установках предварительного сброса воды;
- установка частотно-регулируемых приводов на насосном оборудовании;
- оптимизация систем электрообогрева (установка терморегуляторов).

По данным компании, в результате выполнения программ повышения энергоэффективности в 2019 г. удалось сэкономить 5,3 млн ГДж.

По данным «Татнефти», по итогам реализации корпоративной программы энергосбережения за 2017–2019 гг. снижение потребности компании в энергоресурсах за счет накопленного эффекта (в тоннах нефтяного эквивалента) составило в среднем 1 % в год, или 2 млрд руб.

В целях увеличения энергоэффективности «Транснефть» приняла Программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности (2008). В рамках данной программы были внедрены следующие технологии и подходы, повышающие энергоэффективность транспортировки нефти:

- применение химических реагентов для повышения пропускной способности трубопроводов: противотурбулентные присадки суспензионного типа снижают гидродинамическое сопротивление нефти в трубопроводе²⁹⁴;
- разработка оптимальных режимов перекачки нефти;
- модернизация насосного оборудования и котельных;
- производство электроэнергии из ВИЭ. По итогам 2019 г. объем энергетических ресурсов, производимых в «Транснефти» с использованием ВИЭ, составил 507 кВт/ч. Электроэнергия вырабатывается на трех фотоэлектрических станциях: АО «Транснефть — Сибирь» (Тюмень), АО «Транснефть — Урал» (Челябинск) и АО «Транснефть — Приволга» (Самара). Также на объектах АО «Черномортранснефть» смонтирована станция гелиоподогрева воды с использованием зеркальных концентраторов тепла для отопления и горячего водоснабжения²⁹⁵.

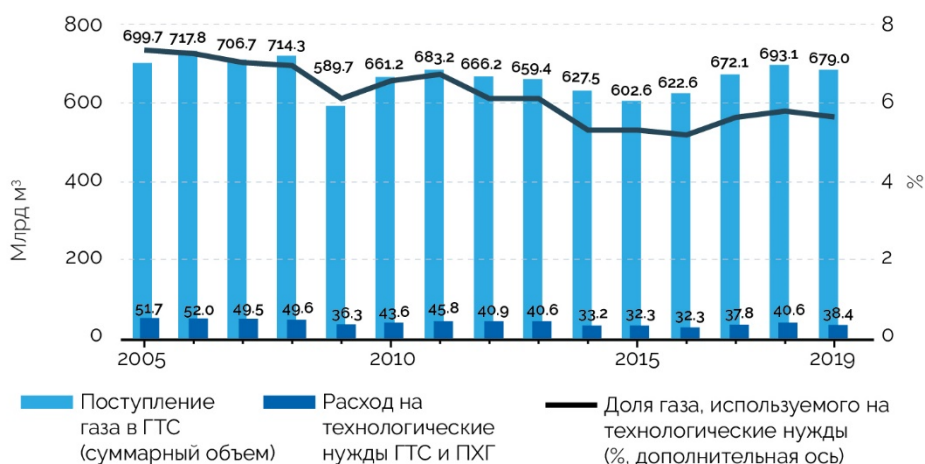
²⁹⁴ https://niitn.transneft.ru/sustainable_development/ecology/

²⁹⁵ Отчет об устойчивом развитии ПАО «Татнефть» за 2019 г.

По данным «Газпрома», в 2019 г. удалось достичь общего сокращения потребляемых топливно-энергетических ресурсов на 2,9%, снижения их удельного расхода в самой энергоемкой деятельности — транспорте газа — на 3,2%. Данные результаты получены, прежде всего, за счет оптимизации режима работы электрооборудования на технологических объектах и сокращения объемов сжигаемого газа на выводимых из эксплуатации участках газопроводов. Согласно отчету, снижение удельного расхода природного газа на собственные технологические нужды при транспортировке составило 22 % за 2011–2019 гг., для сравнения: плановый показатель — не менее 11,4 % за 2011–2020 гг.

В России, с ее самой протяженной в мире газотранспортной системой, расход топлива на собственные нужды ГТС составляет 5–7 % от общего объема поступлений газа в систему. В целом, за последние годы отмечается тенденция к снижению доли газа, используемого для собственных технологических нужд (рис. 47).

Рис. 47 - Работа ГТС «Газпрома» и расход газа на технологические нужды газотранспортной системы



Источник: данные по «Газпрому» в статистическом ежегоднике за 2005–2019 гг.

В течение многих лет российские нефтегазовые компании постоянно наращивают показатели энергоэффективности, примерно на 1,0–2,5 % в год. Набранный темп и накопленный опыт будут полезны в том случае, если регуляторные органы позволят монетизировать достигаемое сокращение выбросов ПГ.

Эффективная монетизация метана и ПНГ

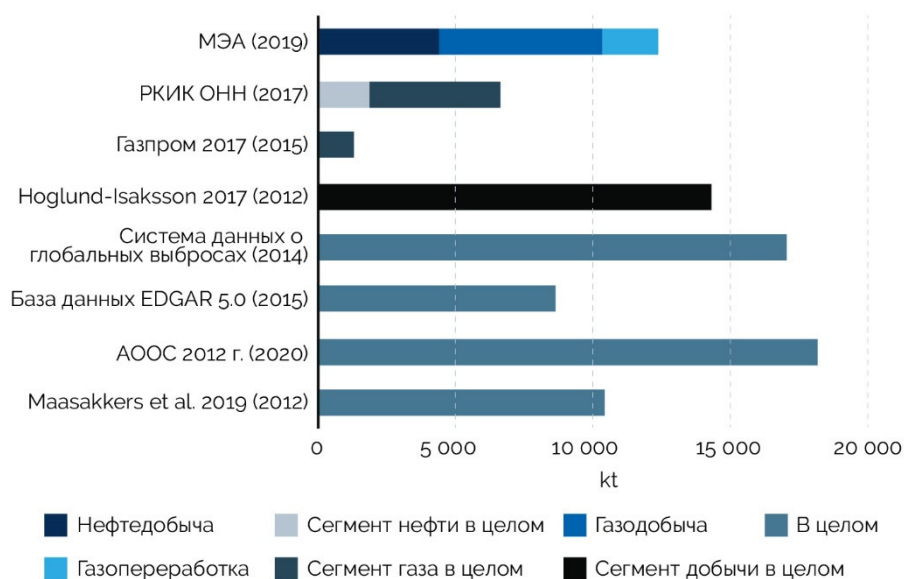
Сокращение эмиссии метана

Управление выбросами метана — важная задача, стоящая перед российскими нефтегазовыми компаниями, которые, как правило, недооценивают масштаб проблемы и потенциал сокращения эмиссии. Прежде всего стоит отметить проблему данных: как показано на рис. 48, разные источники приводят

Управление выбросами метана — важная задача, стоящая перед российскими нефтегазовыми компаниями, которые, как правило, недооценивают масштаб проблемы и потенциал сокращения эмиссии.

существенно различающиеся оценки объема выбросов метана в России.

Рис. 48 - Оценки объема выбросов метана в России



Источник: МЭА, 2020.

Согласно официальным российским данным основные выбросы метана (порядка 70 %) в российском нефтегазовом секторе приходятся на транспортировку, хранение и распределение газа, что объясняется уникальной протяженностью газотранспортной сети, объемами транспортируемого газа (как российского, так и центральноазиатского), а также размерами внутреннего российского рынка. Однако другие источники, в частности МЭА, указывают на огромные объемы эмиссии метана в сегменте добычи – как природного газа, так и нефти – которые российские компании отрицают. Поскольку развивающиеся в настоящее время системы спутникового мониторинга позволяют довольно точно проводить независимую оценку объемов эмиссии метана, можно ожидать, что в ближайшие годы российские нефтегазовые компании могут столкнуться с серьезными проблемами с верификацией своего реального объема выбросов. Пока раскрытие информации по эмиссии метана базируется только на собственных данных компаний, оно будет вызывать скептицизм и недоверие со стороны международных наблюдателей и инвесторов.

Согласно данным экологических отчетов российских нефтегазовых компаний, в последние годы для них характерна стабилизация или снижение выбросов метана в атмосферу. К основным мероприятиям по сокращению выбросов метана в атмосферу можно отнести меры, направленные на снижение расхода топливного газа и предотвращение стравливания природного газа в атмосферный воздух при ремонте газопроводов. Нефтяные компании дополнительно оснащают

производственные объекты оборудованием для мониторинга, чтобы определять утечки метана при нефтедобыче.

С учетом текущей структуры выбросов метана вполне возможно сократить выбросы на треть без дополнительных инвестиционных затрат, а только за счет оптимизации производственных процессов. Снижению выбросов метана может способствовать внедрение систем мониторинга и реализация программ по ремонту оборудования для снижения выбросов или утечек газа, модернизация технологий и оборудования для снижения или полного прекращения выбросов или утечек газа, оптимизация технического обслуживания и модернизация оборудования для более точных измерений и контроля выбросов метана или сопутствующих параметров, применение систем сбора и утилизации метана, в том числе, в составе попутного нефтяного газа²⁹⁶.

Но задача внедрения экономически эффективной технологии обнаружения, измерения и сокращения объемов выбросов метана на предприятиях нефтегазового сектора пока не решена. Для более широкого внедрения существующих технологий предотвращения рассеивания метана и фугитивных, неорганизованных выбросов необходимо обновление операционных стандартов, технических регламентов и т. д.

Дополнительными мерами по сокращению выбросов метана могут стать:

- совершенствование нормативно-правовой базы в части требований к процессам капитального строительства и применяемым технологиям, обновление положений о сертификации оборудования, технологических условий, направленных на сокращение выбросов ПГ, в том числе метана, а также внедрение наилучших доступных и экологически безопасных технологий;
- организация работы научно-исследовательских институтов по разработке наилучших доступных и экологически безопасных технологий, в частности, ориентированных на сокращение выбросов ПГ и загрязняющих веществ в атмосферу;
- создание экономических условий для деятельности конкурентоспособных производителей оборудования, соответствующего стандартам концепции минимальных выбросов ПГ, в том числе, метана, а также наилучших доступных и экологически безопасных технологий;

²⁹⁶ Роль метана в изменении климата / под ред. А. Г. Ишкова; НИИПЭ. 2018.
http://www.vernadsky.ru/files/Publishing/rol_metana_v_izmenenii_klimata.pdf

- упрощение процессов прохождения государственной и экологической экспертизы объектов и технологий, соответствующих стандартам концепции сокращения выбросов ПГ в атмосферный воздух;
- официальная сертификация оборудования и технологических блоков, соответствующих стандартам сокращения выбросов ПГ;
- обеспечение возможности третьим сторонам проводить измерения и проверку данных по объемам эмиссии ПГ.

Управление выбросами метана получает еще большее значение с учетом растущих требований по раскрытию и сертификации информации по эмиссии метана со стороны покупателей, в частности – Европейского Союза, и это может в ближайшие годы стать очень серьезным вызовом для всей российской нефтегазовой отрасли.

Утилизация ПНГ

Сокращение объема сжигания ПНГ напрямую связано с уменьшением выбросов загрязняющих веществ и ПГ в атмосферу. Несмотря на ряд принятых внешних (регуляторных) и внутренних (корпоративных) мер по увеличению полезного использования попутного нефтяного газа, уровень утилизации ПНГ в России все еще значительно ниже целевого показателя 95 %.

Таблица 22 – Уровень утилизации ПНГ российских нефтегазовых компаний

	2015	2016	2017	2018	2019
Роснефть	87,9	90	89,2	84,4	77,8
Газпромнефть	79,6	79,8	76,2	78,4	89
Лукойл	92	92,1	95,4	97,4	97,6
Татнефть	95,2	96,4	96,1	96,2	96,4
НОВАТЭК	95,9	96	96,9	97,1	83,3
Русснефть	95	95	95	95	95
Сургутнефтегаз	99,4	99,3	99,3	99,6	99,6
Башнефть	85,8			95	95
Славнефть	87,5	89	82		

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по отчетам компаний.

Добыча ПНГ в стране растет (рис. 49). По данным Минэнерго, на данный показатель существенно влияет общий рост добычи нефти и ПНГ в стране, расширение географии добычи за счет месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, удаленных от основной инфраструктуры, и центров газопереработки в европейской части и Западной Сибири²⁹⁷.

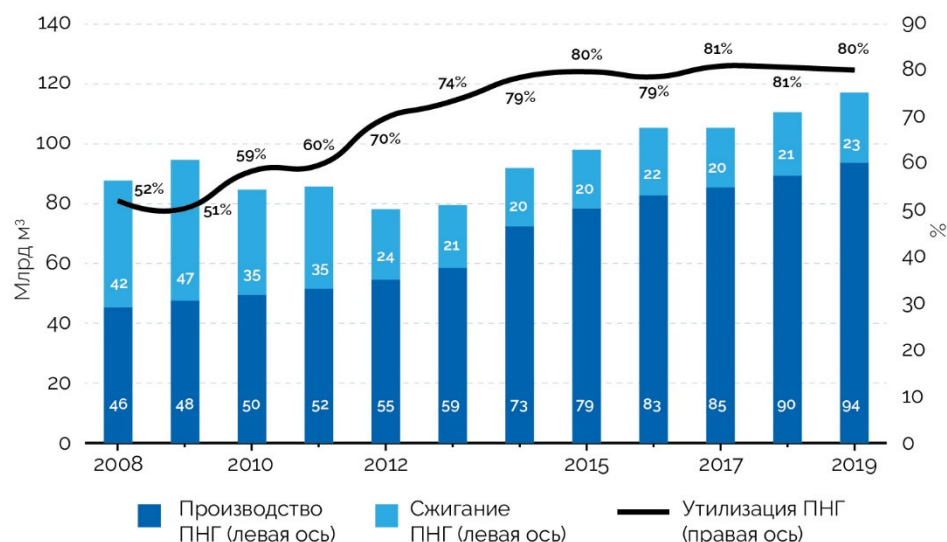
В течение последних пяти лет утилизация ПНГ остается на среднем уровне (80 %). Стоит отдельно отметить, что официальная статистика по объемам сжигания, а, значит, по

Несмотря на ряд принятых внешних (регуляторных) и внутренних (корпоративных) мер по увеличению полезного использования попутного нефтяного газа, уровень утилизации в Российской Федерации все еще значительно ниже целевого показателя 95 %.

²⁹⁷ Итоговый отчет о результатах и основных направлениях деятельности Минэнерго России и отраслей ТЭК в 2019 году / Минэнерго. М., 2020.

показателю утилизации ПНГ, в России и международная статистика расходятся, в особенности за ранние годы. В данной работе использовались международные данные по сжиганию ПНГ, в частности, данные Global Gas Flaring Reduction Partnership, Всемирного банка и национальных центров экологической информации США. По итогам 2019 г. объем сжигания составил 23 млрд м³.

Рис. 49 – Добыча, сжигание и утилизация ПНГ в России



Источники: Функционирование и развитие ТЭК России в 2019 г. / Минэнерго. 2020. <https://minenergo.gov.ru/node/1215>; Global Gas Flaring Tracker Report JULY 2020, Global Gas Flaring Reduction Partnership; https://www.worldbank.org/content/dam/photos/419x440/2016/oct/flaring_data.JPG; https://ngdc.noaa.gov/eog/interest/gas_flares.html

Ниже приведены основные направления утилизации ПНГ в России:

Поставка ПНГ местным потребителям или закачка в ГТС:

- ООО «Средневолжская газовая компания» реализовала проект по возобновлению приема попутного газа от ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», регионального промышленного предприятия в сети газоснабжения. Для этого «Средневолжская газовая компания» проложила 14,5 км газопровода высокого давления, построила блочный узел расхода газа и четыре подводных перехода через реки Грачевка и Кутулук²⁹⁸.
- Компания «Газпромнефть-Восток» ввела в эксплуатацию сеть газопроводов Урмано-Арчинской группы месторождений и Южно-Пудинского лицензионного участка в Томской области. Данный проект позволил предприятию в четыре раза увеличить объем газа, сдаваемого в сеть, и повысить уровень утилизации ПНГ до 95 %. Для успешной реализации

²⁹⁸ <https://svgk.ru/company/press-center/news/2019/8793/>

этого проекта был сооружен газопровод длиной 18 км²⁹⁹.

Обратная закачка в пласт:

- «Газпром нефть» реализует проект по обратной закачке газа в пласт на Новопортовском месторождении³⁰⁰. За счет этого удалось довести уровень утилизации ПНГ до 95 %³⁰¹.
- На Верхнечонском месторождении в Восточной Сибири компания «Роснефть» закачивает ПНГ во временное подземное хранилище. Эта технология позволяет хранить ПНГ для рационального использования в будущем, а не для поддержания пластового давления. Благодаря данной технологии уровень утилизации ПНГ на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении достиг 97 %³⁰².

Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ):

- Компания «Татнефть» модернизировала Миннибаевский ГПЗ (2019), еще с советских времен предназначенный для переработки ПНГ. Это позволило снизить объемы сжигания ПНГ на факелах и достичь 96%-й утилизации ПНГ на большинстве месторождений «Татнефти». Также компания планирует производить малеиновый ангидрид (дорогостоящий продукт газопереработки)³⁰³.

Выработка электроэнергии для собственных нужд:

- В 2019 г. на месторождении им. Романа Требса, разрабатываемом ПАО «Роснефть», введена в эксплуатацию первая очередь энергоцентра мощностью 22 МВт. Она включает в себя 20 газогенераторных установок. Это полностью покрывает текущие потребности предприятия в электроэнергии. В ближайшей перспективе мощность энергоцентра будет доведена до проектных 46 МВт. Для сравнения: мощность региональной электростанции, обеспечивающей электроэнергией город Нарьян-Мар и ближайшие населенные пункты, составляет 38 МВт³⁰⁴.
- «ЛУКОЙЛ» давно использует ПНГ для энергообеспечения производственных объектов. В 2015 г. на нефтеперерабатывающем заводе ООО

²⁹⁹ <https://vostok.gazprom-neft.ru/press-center/news/57732/>

³⁰⁰ <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-june/1715824/>

³⁰¹ <https://sever-press.ru/2019/12/27/novoportovskoe-mestorozhdenie-poleznoe-ispolzovanie-png-dostiglo-95/>

³⁰² <https://www.rosneft.ru/press/news/item/198509/>; Шевелева Н. А. Эколого-экономические подходы к оценке процессов сжигания и утилизации попутного нефтяного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2020. 25 февр. С. 48–54.

³⁰³ <https://rg.ru/2019/10/10/reg-pfo/minnibaevskij-gpz-sokratit-vybrosy-v-25-raza.html>

³⁰⁴ <https://www.rosneft.ru/press/news/item/194399/>

«ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» (Пермь) введена в строй одна из самых крупных газотурбинных электростанций. Электростанция имеет электрическую мощность 200 МВт и тепловую мощность 435 Гкал/ч, предназначена для собственных нужд предприятия. До этого завод полностью питался от находящейся неподалеку Пермской ТЭЦ-9 «КЭС-Холдинга», получая от нее как электрическую, так и тепловую энергию. По состоянию на сентябрь 2020 г. всего в группе «ЛУКОЙЛ» используется 75 газотурбинных установок пермского производства совокупной мощностью 850 МВт. За создание и внедрение ГТЭС серии «Урал», работающей на ПНГ различного состава с месторождений нефти и газа, коллективу разработчиков «ЛУКОЙЛ» и «ОДК-Авиадвигатель» была присуждена премия Правительства РФ в области науки и техники. По данным ОДК, с учетом себестоимости выработки электроэнергии, производимая на ГТЭС серии «Урал», обходится на 30–40 % дешевле покупной. При этом достигается утилизация ПНГ и сокращение выбросов CO₂³⁰⁵.

Переход на низкоуглеродные источники энергии

Российские нефтегазовые компании всё более активно тестируют менее углеродоемкие виды топлива для снабжения своих предприятий электрической и тепловой энергией, а также для морской и трубопроводной транспортировки углеводородов. Пока эти проекты составляют незначительную долю энергопотребления компаний.

Переход на низкоуглеродные источники энергии связан с созданием собственных энергоисточников (электростанций, котельных, энергоцентров и т. д.), которые будут снабжать предприятия нефтегазовых компаний электрической и тепловой энергией с пониженным углеродным следом (по сравнению с альтернативами, прежде всего с покупкой энергии у внешних поставщиков).

В случае с тепловыми электростанциями и котельными соответствующие действия достигаются благодаря когенерации (комбинированному производству тепловой и электрической энергии на ТЭС). Нефтегазовые компании России давно работают над созданием таких энергоцентров в регионах добычи или переработки нефти и газа. Среди наиболее заметных действующих проектов — энергоцентр ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез» и Приобская газотурбинная электростанция «Роснефти».

Достижению указанной цели может содействовать развитие ВИЭ на производственных объектах нефтегазовых компаний. Так, «Газпром нефть» ввела в строй небольшую солнечную электростанцию на Омском НПЗ (площадь — 2,5 га, мощность — 1 МВт)³⁰⁶. Та же компания запустила ветро-солнечную электростанцию «Юрта» мощностью 47,5 кВт на удаленном месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе. ВИЭ подходят как рациональный способ оптимизации затрат на энергоснабжение удаленных объектов (в сфере

³⁰⁵ <https://www.kommersant.ru/doc/4503448>

³⁰⁶ <https://www.gazprom-neft.ru/technologies/energy-efficiency/>

добычи и транспортировки). Влияние подобных проектов на сокращение выбросов ПГ в компаниях пока что незначительно.

Компании также пробуют перейти на менее углеродоемкие виды топлива для перевозки своих углеводородов, в частности, на СПГ для танкеров. Следует отметить, что утвержденный Правительством Российской Федерации «План развития инфраструктуры Северного морского пути (СМП) на период до 2035 г.» предполагает развитие инфраструктуры использования СПГ, а также метанола в акватории СМП и прибрежных территориях. В 2019 г. СМП стал первым в мире маршрутом, где значима доля альтернативных видов топлива: более 43 % грузов было перевезено с использованием СПГ в качестве бункерного топлива.

«Роснефть» заказала строительство 10 танкеров класса «Афрамекс» на судостроительном заводе «Звезда», которые будут работать на СПГ. В 2018 г. на судовой верфи «Звезда» был построен первый нефтяной танкер класса «Афрамекс» — «Владимир Мономах». Судно может работать на нефтесодержащем топливе и СПГ. В портфеле «Звезды» уже 12 заказов на суда такого типа³⁰⁷. Суда для «Роснефти», которые планируются к постройке на «Звезде», и могут использовать СПГ, т. е. газовозы и танкеры составят более 20 % от общего количества заказов верфи (118 судов)³⁰⁸. «Газпром нефть» заказала пилотный бункеровщик СПГ с грузоподъемностью 5800 м³ для работы в российских портах на Балтийском море с 2021 г.³⁰⁹

Компания «НОВАТЭК» использует ВИЭ на базе солнечных панелей и ветрогенераторов, которые питают пункты систем телемеханики для управления крановыми узлами магистральных трубопроводов и кустовых площадок газоконденсатных месторождений³¹⁰. Например, для обеспечения энергией конденсатопровода Юрхаровское месторождение — Пуровский ЗПК компания «Новатэк» воспользовалась солнечными панелями и ветроустановками, что позволило снизить капитальные затраты, поскольку не пришлось строить линию электропередач³¹¹.

По итогам 2019 г. в компании «Транснефть» объем электроэнергии, производимой с использованием ВИЭ, составил 507 тыс. кВт·ч. Электроэнергия вырабатывается на трех фотоэлектрических станциях: «Транснефть — Сибирь» (Тюмень), «Транснефть — Урал» (Челябинск) и «Транснефть —

³⁰⁷ <https://www.rosneft.ru/press/news/item/200653/>

³⁰⁸ [https://www.kommersant.ru/doc/3675554?](https://www.kommersant.ru/doc/3675554?fbclid=IwAR3QZfbgkBEfeFwtV1sPAAIngWWQlrWOr3OgF6G1_63APo-jfDT0pPbQNWw)

[fbclid=IwAR3QZfbgkBEfeFwtV1sPAAIngWWQlrWOr3OgF6G1_63APo-jfDT0pPbQNWw](https://www.kommersant.ru/doc/3675554?fbclid=IwAR3QZfbgkBEfeFwtV1sPAAIngWWQlrWOr3OgF6G1_63APo-jfDT0pPbQNWw)

³⁰⁹ Климентьев А. Ю., Книжников А. Ю. Внедрение альтернативных видов топлив для бункеровки. От Балтики к Арктике: дискуссионные материалы к международной конференции «НЕВА-2019». СПб, 2019.

³¹⁰ Отчет в области устойчивого развития ПАО «Новатэк» за 2019 г.

³¹¹ <https://www.finam.ru/analysis/newsitem4EECB/>

Приволга» (Самара). Также на объектах АО «Черномортранснефть» смонтирована станция гелиоподогрева воды для нужд отопления и горячего водоснабжения с использованием зеркальных концентраторов тепла³¹².

Методы корпоративной стратегии

Оптимизация и диверсификация портфеля активов, торговля углеродными кредитами

Российские компании пока не столь активно используют корпоративные методы декарбонизации, как международные компании.

Российские нефтегазовые компании пока не столь активно используют корпоративные методы декарбонизации, как международные игроки. В отсутствие национальной системы учета выбросов ПГ и механизмов их монетизации у компаний нет возможности использовать на внутреннем рынке углеродные кредиты (хотя появляется возможность привлекать международное зеленое финансирование).

По этой же причине российские компании уделяют гораздо меньше внимания оптимизации портфеля активов, чем лидеры нефтегазового сектора за рубежом. Развитие газовых активов, как правило, вызвано скорее стремлением к диверсификации основного бизнеса, чем к декарбонизации. Дивестиций пока не наблюдалось, а вот диверсификация за счет инвестиций в «зеленые» активы постепенно становится популярной, особенно для зарубежных активов, что обусловлено большим значением, которое придается декарбонизации на зарубежных рынках. В качестве примеров можно привести проекты ВИЭ группы «ЛУКОЙЛ» в Румынии и Болгарии или «Газпром нефти» в Сербии, где компания «NIS» совместно с швейцарским партнером MET Renewables AG сооружает ветропарк мощностью 102 МВт и планирует ввести его в коммерческую эксплуатацию в 2021 г.³¹³ Для «NIS» этот проект — прежде всего, способ занять существенную нишу на энергорынке Сербии с учетом планов страны по развитию ВИЭ в электроэнергетике.

Примеров более масштабной диверсификации с привлечением «зеленой» энергетики практически нет. Единственное исключение — развивающийся с 2008 г. электроэнергетический проект бизнес-группы «ЛУКОЙЛ», изначально в основном представленный тепловыми электростанциями на природном газе и ставший впоследствии центром компетенций по развитию ВИЭ в группе «ЛУКОЙЛ». В активы компании входят четыре гидроэлектростанции общей мощностью почти 300 МВт³¹⁴. Как следует из отчета компании, дальнейшие планы развития ВИЭ связаны с модернизацией этих активов, реализацией коммерческих проектов ВИЭ, в том числе, за счет механизмов

³¹² Отчет об устойчивом развитии ПАО «Транснефть» за 2019 г.

³¹³ <https://group.met.com/press-releases/swiss-met-group-and-gazprom-neft-owned-nis-to-build-102-mw-wind-park-in-serbia/98>

³¹⁴ <https://ekoenergo.lukoil.ru/ru/About/GeneratingFacilities>

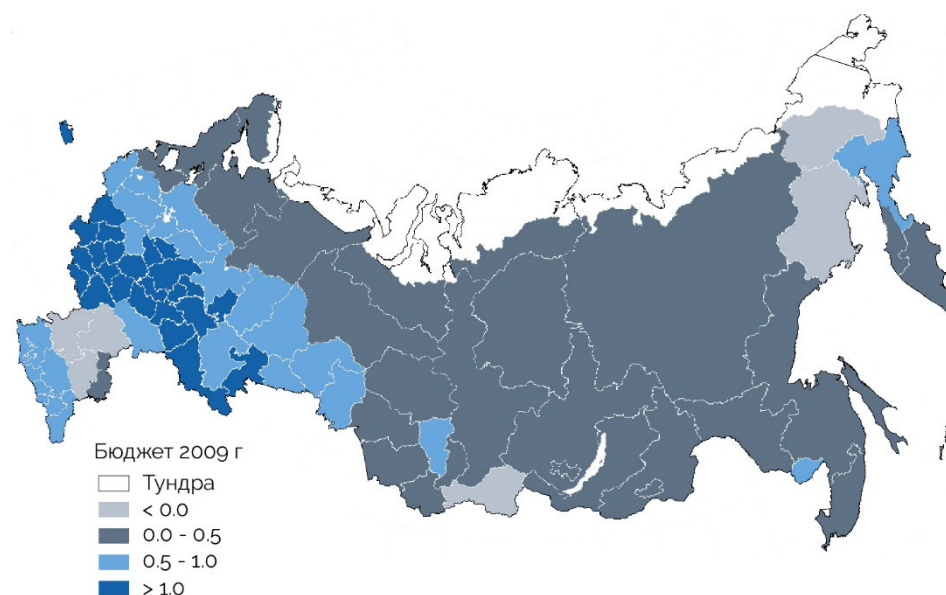
государственной поддержки, с сокращением и предотвращением выбросов ПГ и получением синергетического эффекта от строительства объектов ВИЭ на действующих предприятиях нефтегазодобычи и переработки. Доля коммерческой выработки электроэнергии от ВИЭ в объеме выработки электроэнергии объектами коммерческой генерации группы «ЛУКОЙЛ» в 2017–2019 гг. составила около 5–7 %.

Лесовосстановление

Роль ЗИЗЛХ в России важнее, чем в других крупнейших странах-эмитентах ПГ: управляемые земли в России обеспечили устойчивое увеличение нетто-поглощения парниковых газов (до 577 млн т, или 27 % от суммы выбросов во всех других секторах).

В России наибольшие объемы накопленного углерода хранятся в лесах южной тайги и в широколиственных лесах европейской части страны (там умеренный климат, наибольшее количество лесов среднего возраста, активно накапливающих углерод, и есть хорошая практика предупреждения пожаров). В сибирских лесах запас углерода невысок: они менее продуктивны из-за резко континентального климата и большого количества лесных пожаров. Из-за обширных лесных пожаров некоторые регионы даже становятся источниками углерода (рис. 50).

Рис. 50 - Пространственное распределение средних величин углеродного баланса лесов в России



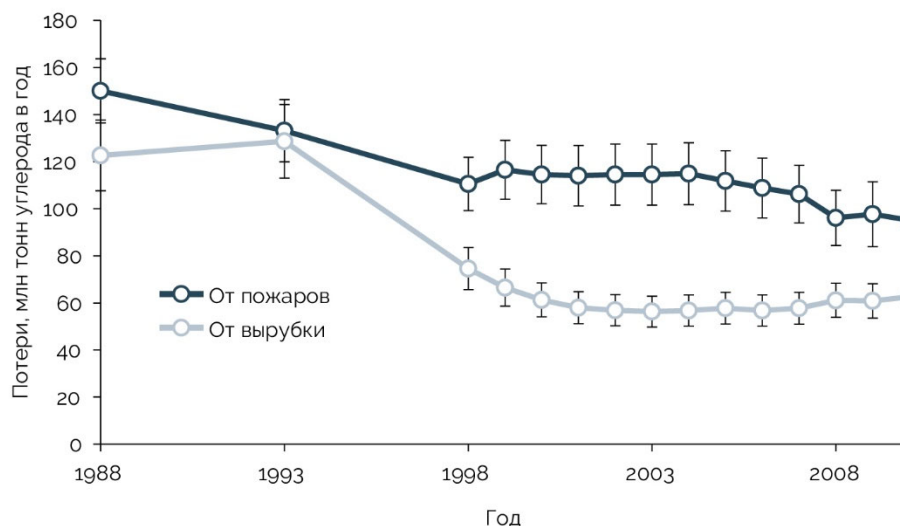
Источник: http://cepl.rssi.ru/wp-content/uploads/2016/05/BNK2014-presentation_Zamolodchikov.pdf

Лесной покров не является чем-то постоянным. Вырубка и резкий рост численности вредителей сокращают поглощение углерода, а разлагающаяся мертвая древесина становится источником выбросов углерода. В России основной причиной сокращения количества CO₂, хранящегося в надземной

В РФ отсутствует национальная система учета углеродных кредитов, а инструменты, опирающиеся на международные стандарты, крайне ограничены, поэтому привлечение ресурсов нефтегазовой отрасли в проекты лесовосстановления и консервации лесных массивов пока не имеет законодательно обоснованных оснований.

биомассе лесов, являются пожары, хотя в будущем ситуация может измениться. До 1990-х гг., когда в России заготавливалось в три раза больше леса, чем сегодня (до 95 % расчетной лесосеки), потери от вырубок и от пожаров были примерно сопоставимы (рис. 51).

Рис. 51 – Динамика потерь углерода в России при вырубке и пожарах



Источник: http://cepl.rssi.ru/wp-content/uploads/2016/05/BNK2014-presentation_Zamolodchikov.pdf

В мире лесовосстановление, в основном, происходит естественным образом. В 2015–2020 гг. на 10 млн гектаров вырубленных лесов пришлось 5 млн гектаров восстановленных. Плантационное лесоводство составляет не более 3 % лесовосстановления, и еще 4 % обеспечивают посадки лесов. При этом объемы естественного восстановления лесов сокращаются, а объемы посаженных лесов неизменны. Несмотря на большие объемы посадок, в России более половины (по неофициальной статистике, до 90 %) высаженных саженцев не приживается. Фактически лесовосстановление происходит преимущественно естественным образом, если вообще имеет место. Как правило, вырубки зарастают малоценными, с хозяйственной точки зрения, породами, в результате, дальнейшая заготовка древесины проводится в нетронутых лесных массивах и в охраняемых лесах. Основные причины низкой результативности лесовосстановления — некачественный посадочный материал, нарушение технологий высадки и отсутствие ухода после высадки³¹⁵.

В РФ пока нет законодательно обоснованных инструментов для привлечения финансовых ресурсов нефтегазодобывающей отрасли в проекты сокращения углеродного следа за счет лесовосстановления и консервации лесных массивов.

³¹⁵ Научные основы устойчивого управления лесами: матер. Всерос.конф. М.: ЦЭПЛ РАН, 2014. http://forest.akadem.ru/News/20141104_01/Forest_management_2014_proceedings.pdf

Согласно оценкам Института глобального климата и экологии им. акад. Ю. А. Израэля³¹⁶, наиболее актуальными направлениями снижения ПГ в России за счет лесовосстановления являются:

- Усиление мер пожарной безопасности в лесах, в том числе, мер по предупреждению пожаров, мониторингу пожарной опасности, оперативному обнаружению и быстрому тушению лесных пожаров (позволит сократить выбросы ПГ в среднем на 240–420 млн т CO₂-экв. в год).
- Щадящий режим лесозаготовок, предусматривающий минимальные повреждения почвы техникой (может обеспечить снижение ежегодной эмиссии на 37 млн т CO₂-экв.). Сокращение потерь древесных отходов (в России — 40–50 % биомассы дерева) при лесозаготовках дает снижение выбросов на 61–76 млн т CO₂-экв. в год, а наращивание рециклинга бумаги до 100 % и выпуск продукции длительного пользования из сэкономленной, таким образом, древесины может обеспечить ежегодное накопление примерно 51–79 млн т CO₂-экв.
- Замена монокультура хвойных пород на смешанные разнородные культуры при лесовосстановлении (позволит сформировать более устойчивые к внешним воздействиям экосистемы и увеличить поглощение на 50–70 млн т CO₂-экв. в год).
- Переход от экстенсивного использования пахотных земель к интенсивному (позволит сократить потери почвенного углерода за счет оптимального внесения органических удобрений, сокращения эрозионных и дефляционных потерь). Потенциал сокращения ежегодных выбросов на пашнях составляет около 100–160 млн т CO₂, на кормовых угодьях — до 13–19 млн т CO₂. Меры по уменьшению вымывания азота, попадающего в почву из вносимых минеральных и органических удобрений, могут обеспечить сокращение ежегодных выбросов ПГ в стране дополнительно на 4–8 млн т CO₂-эквивалента. Можно получить и дополнительные выгоды: обеспечение продовольственной безопасности в стране, повышение адаптационного потенциала сельскохозяйственных земель.

Традиционно регуляторы уделяют много внимания лесовосстановлению при обсуждении климатического

³¹⁶ Институт глобального климата и экологии им. акад. Ю. А. Израэля.
<http://www.igce.ru/2020/03/%D0%BC%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5-%D0%B4%D0%B8%D1%80%D0%B5%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B0-%D0%B8%D0%B3%D0%BA%D1%8D-%D1%80%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D0%B0-%D0%B0/>

регулирования в России, нефтегазовые компании регулярно отчитываются о соответствующих мероприятиях, связанных преимущественно с посадкой саженцев деревьев в рамках восстановления загрязненных нефтью земель в регионах присутствия. Ниже приведены некоторые примеры из отчетности компаний за 2019 г.:

- «ЛУКОЙЛ» восстановил 56,6 га земель в 2019 г.;
- «Татнефть» реализует программу озеленения с 2000 г., за прошедший период высажено более 10 млн саженцев деревьев и кустарников, в 2020 г. планировалось высадить более 3 млн саженцев;
- «Роснефть» высадила 1 млн деревьев в рамках мероприятий по сохранению лесов;
- «Газпром» в 2019 г. направил 2,18 млн руб. на охрану и рациональное использование лесов в рамках инвестиций в охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов;
- «Газпром нефть» реализует проект «Зеленая сейсмика», благодаря которому удалось сохранить 3,5 млн деревьев (от вырубки).

Эффективность этой деятельности в интересах декарбонизации сдерживается отсутствием регуляторных рамок, а именно национальной системы углеродных кредитов и инструментов, опирающихся на международные стандарты. Сами проекты регенеративного землепользования нередко реализуются некачественно, невозможно доказать их долгосрочный эффект по накоплению углерода.

Для компаний нефтегазовой отрасли наиболее перспективными направлениями снижения углеродного следа посредством лесных проектов в России являются:

- снижение воздействия на лесные экосистемы в ходе операционной деятельности (за счет, например, малоинвазивной сейсмики и т. д.);
- инвестиции в пожароохранные проекты для сокращения негативных последствий пожаров;
- повышение качества проектов лесовосстановления для сохранения долгосрочного эффекта накопления углерода;
- инвестиции в лесовосстановление и агропроекты за пределами регионов присутствия, в лесах с наибольшим потенциалом накопления углерода.

Таким образом, в РФ назрела необходимость создать прозрачную национальную систему реализации и верификации лесных проектов с методикой измерения и сертификации различных проектов, в том числе, в лесном и агропромышленном секторах. Эта сертификация должна

соответствовать требованиям международных стандартов для того, чтобы ее признавали на глобальных рынках.

Посредством создания целевых фондов или программ, а также акселераторов необходимо поддерживать формирование сегмента квалифицированных подрядчиков, обеспечивающих качественные проекты регенеративного землепользования, включая восстановление болот с доказуемым долгосрочным эффектом по накоплению углерода.

Целесообразным представляется введение комплекса образовательных и популяризаторских программ, благодаря которым руководители и сотрудники предприятий нефтегазовой отрасли будут лучше понимать принципы и методы регенеративного землепользования.

Декарбонизация нефтехимического сектора

Российские нефтегазовые компании разрабатывают нефтехимические стратегии, позволяющие монетизировать нефтегазовые ресурсы, реагировать на вызовы и использовать новые возможности в связи с декарбонизацией и глобальной экологической повесткой.

Российские нефтегазовые компании также разрабатывают несколько нефтехимических стратегий. Данные стратегии позволяют монетизировать нефтегазовые ресурсы, реагировать на вызовы и использовать новые возможности в связи с декарбонизацией и глобальной экологической повесткой.

В состав «Газпрома» входит ООО «Газпром нефтехим Салават», один из ведущих нефтехимических комплексов России, производящий широкий ассортимент нефтепродуктов, продуктов нефтехимии и минеральных удобрений. В целях эффективного использования сырья якутского и иркутского центров газодобычи «Газпром» возводит Амурский газоперерабатывающий завод мощностью 42 млрд км³ природного газа в год, на котором из газа будут выделять ценные компоненты (этан, пропан, бутан, пентан-гексановую фракцию и гелий) для газохимической и других отраслей. Полученный этан будет использоваться на Амурском газохимическом комплексе «Сибура»³¹⁷.

На территории России у «Лукойла» есть два завода (ООО «Ставролен» и ООО «Саратоворгсинтез»), где производятся продукты нефтехимии, в 2019 г. выпуск составил 0,8 млн т. В ближайшей перспективе компания планирует реализовать проект по производству полипропилена на Нижегородском НПЗ мощностью 0,5 млн т, используя собственное сырье с действующих установок каталитического крекинга³¹⁸. В Буденновске компания планирует создать крупный газохимический комплекс для переработки газа из

³¹⁷ <https://www.gazprom.ru/projects/amur-gpp/>

³¹⁸ Годовой отчет ПАО «Лукойл» за 2019 г.

месторождений Северного Каспия³¹⁹. Завод будет выпускать карбамид, аммиак, полиэтилен и полипропилен.

Компания «Роснефть» располагает несколькими нефтехимическими активами (АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания», АО «Ангарский завод полимеров», ПАО «Уфаоргсинтез»), где суммарная переработка углеводородного сырья в 2019 г. составила 2,4 млн т³²⁰. При определенных условиях перспективным проектом может быть строительство нефтехимического комплекса в Находке («ВНХК»). Однако пока реализация данного проекта приостановлена. В 2019 г. «Роснефть» сочла его нерентабельным в сложившихся рыночных и регуляторных условиях³²¹.

Компания «Газпром нефть» на своих НПЗ производит широкий ассортимент базовой нефтехимической продукции, включая ароматические углеводороды (бензол, параксилол, ортохсилол, толуол, фракцию ароматических углеводородов) и пропиленсодержащий сжиженный углеводородный газ. «Газпром нефть» показывает пример успешной интеграции нефтепереработки и нефтехимии. В 2019 г. производство нефтехимической продукции на заводах компании достигло 1,55 млн т. Кроме того, компании «Полиом» и «НПП «Нефтехимия», совместные предприятия «Газпром нефти» с компанией «СИБУР Холдинг», производят полипропилен. В «Газпром нефти» рассматривают нефтегазохимию как перспективный растущий сегмент деятельности. В ближайшей перспективе компания планирует модернизировать установку каталитического крекинга на Омском НПЗ для производства нефтехимической продукции и построить установку пиролиза мощностью 1 млн т. К 2030 г. компания планирует довести долю нефтехимии в операционной прибыли (EBITDA) сегмента переработки и сбыта до 15 % (пока 3–4 %) ³²².

Некоторые российские компании утилизируют ПНГ путем его переработки в продукты нефтехимии. На Ярактинском (с 2012 г.) и Марковском (с 2018 г.) нефтегазоконденсатных месторождениях ООО «Иркутская нефтяная компания» использует ПНГ, перерабатывая его на установках комплексной подготовки природного и попутного нефтяного газа для получения смеси пропана и бутана, стабильного газового конденсата и сухого отбензиненного газа (метан с содержанием этана до 10 %), который пока утилизируется путем закачки в пласт на месторождении. В 2023 г. компания планирует ввести в эксплуатацию завод по производству полиэтилена низкой и высокой плотности мощностью 650 тыс.

³¹⁹ В 2020 году «Лукойл» может принять окончательное инвестиционное решение по газохимическому комплексу в Ставропольской области // Информационное агентство ТАСС. <https://tass.ru/ekonomika/6803456>

³²⁰ ПАО «Роснефть». <https://www.rosneft.ru/business/Downstream/petrochemicals/>

³²¹ «Роснефть» отказалась от ВНХК // Коммерсант. <https://www.kommersant.ru/doc/3967501>

³²² ПАО «Газпром нефть». <https://www.gazprom-neft.ru/company/retail/petrochemistry/>

т в год с использованием сырья с Ярактинского и Марковского месторождений.

В составе «Татнефти» есть целый комплекс нефтехимических предприятий, входящих в управляющую компанию «Татнефть-Нефтехим», а также предприятие «Татнефтегазпереработка», которое специализируется на переработке ПНГ и широких фракций легких углеводородов. Благодаря последнему компания смогла решить задачу эффективной утилизации ПНГ.

Прочие меры

Все остальные мероприятия по декарбонизации, распространенные в международных компаниях, в российской практике либо еще не используются, либо пока находятся на стадии НИОКР.

РЕКОМЕНДАЦИИ

Рекомендации для российских государственных органов

Выполненный анализ изменения глобальной среды и опыта декарбонизации ведущих международных нефтегазовых компаний показывает, что в целях поддержания конкурентоспособности российского нефтегазового сектора на международном рынке целесообразно было бы внедрить:

- национальную систему мониторинга выбросов ПГ, а также требования к отчетности по выбросам ПГ, признаваемые соответствующими международными системами мониторинга;
- прозрачные и признаваемые на международном уровне правила реализации и верификации проектов по сокращению выбросов ПГ и по утилизации ПГ и поглощению углерода;
- научно-обоснованные и признаваемые на международном уровне методики определения эффектов от реализации проектов по сокращению выбросов ПГ, утилизации ПГ и поглощению углерода (особенно в отношении лесных проектов);
- систему обращения углеродных единиц с прозрачным механизмом ценообразования между отечественными хозяйствующими субъектами и международными компаниями;
- систему обращения на внутреннем рынке «зеленых сертификатов» с целью обеспечения для нефтегазовых компаний возможности приобретения сертифицированной зеленой электроэнергии и сокращения эмиссии сферы охвата 2;
- пересмотреть требования в части ответственности компаний за недостижение уровня утилизации ПНГ. Установить более амбициозную цель по утилизации ПНГ: уровень утилизации к 2027 г. не менее 98%.
- национальные механизмы ценообразования на ПГ в виде углеродного налогообложения либо квотирования и торговли углеродными кредитами; разработка в дополнение к этому комплексной стратегии по метану.
- обновленные технические стандарты операционного управления, учитывающие передовые методы сокращения выбросов метана и других ПГ;
- для нефтегазовых компаний с государственным участием установить обязательство по достижению определенной позиции в международном рейтинге.

Например, к 2026 г. по категории «Изменение климата» добиться CDP рейтинга «С» и выше.

В России необходимо расширить государственную поддержку научных исследований, апробации и венчурного финансирования технологий и проектов декарбонизации. Примеры приоритетных направлений:

- тщательное моделирование углеводородных пластов для более эффективного управления пластовым давлением (и сокращения обводненности), сокращения сжигания газа на факелах и оценки пластов на предмет применения CCUS в дальнейшем;
- технологии предотвращения утечек и мониторинга выбросов метана, включая цифровые инструменты и методы прогнозирования с использованием ИИ;
- новые механизмы обнаружения утечек (включая воздушную съемку, дроны и спутники);
- инновационные технологии хранения, транспортировки и получения водорода;
- высокоэффективные газотурбинные установки на природном газе, СПГ и водороде, компрессорные технологии;
- виды биотоплива и биопластиков.

Необходим дальнейший анализ естественных преимуществ России в области декарбонизации с точки зрения признанных на международном уровне технических и коммерческих стандартов, а также популяризация этих преимуществ внутри страны и на глобальных рынках. К данным преимуществам относятся:

- широкие возможности для инвестиций в ВИЭ и гидроэнергетику;
- низкоуглеродная добыча и транспортировка углеводородов, потенциал развития CCUS, а также производства углеродно-нейтральных углеводородов;
- возможности по использованию существующей газовой инфраструктуры для поставок водорода в Европу и Азию;
- возможности по использованию низкоуглеродной атомной энергетики для производства и экспорта энергии, в том числе, в сфере морских перевозок и в качестве источника энергии для получения нефти, газа и водорода.

Хотя всё вышесказанное хорошо известно в профессиональном сообществе, необходимо донести соответствующую фактическую информацию до заинтересованных сторон на международном уровне. Следует стимулировать и поощрять международное и

межотраслевое сотрудничество по проектам декарбонизации с европейскими и азиатскими компаниями. Например:

- поддерживать образовательные программы, межотраслевой и международный диалог и обмен мнениями;
- активизировать роль представителей российского государства и бизнеса в обсуждении международной климатической политики;
- упростить техническое регулирование и выдачу разрешений на импорт оборудования и технологий, необходимых для проектов декарбонизации;
- поддерживать локализацию производства оборудования после стабилизации спроса на него;
- поддерживать и поощрять международное сотрудничество в области проектов декарбонизации по замене угля и нефти на газ или «голубой» водород (водород, получаемый из метана, в сочетании с технологией CCUS).

Необходим анализ потенциала естественных поглотителей углерода (леса, болота, арктическая зона и т. п.) и видов биотоплива с точки зрения признанных на международном уровне технических и коммерческих стандартов, а также внедрение механизма углеродных кредитов, увязанного с естественными источниками загрязнения.

Рекомендации для российских нефтегазовых компаний

Декарбонизация — это длительный процесс с множеством неизвестных, поэтому для ее успеха со стороны компаний необходимы:

- четкое понимание источников выбросов ПГ и их дальнейшей динамики;
- инициативы как стратегического, так и операционного уровней со стороны нефтегазовых компаний и их поставщиков;
- сбалансированный портфель долгосрочных и краткосрочных проектов;
- международное и межотраслевое сотрудничество в проведении НИОКР, апробации технологий и масштабировании решений.

Для компаний корпоративная климатическая стратегия и стратегия декарбонизации должны стать неотъемлемой частью обсуждения общей стратегии с участием всех коммерческих и функциональных подразделений, а не рассматриваться только как сфера ответственности департаментов охраны труда, окружающей среды и техники безопасности и связей с инвесторами. Эффективная

декарбонизация — масштабное стратегическое нововведение, требующее полного пересмотра принципов корпоративного управления и имеющихся технологий, а также перестройки мышления. В этом контексте компаниям целесообразно было бы проявлять гораздо большую вовлеченность в формирование на государственном уровне целей и задач по декарбонизации и развитию нефтегазовой отрасли.

- Первыми важными шагами в этом направлении являются анализ источников выбросов ПГ, предоставление соответствующей отчетности и выработка стратегии декарбонизации. У каждой компании есть свои уникальные возможности и проблемы в области декарбонизации, которые необходимо учитывать в ее стратегии. Особый фокус целесообразно сделать на снижении выбросов метана, учитывая роль метана в сферах охвата 1 и 2.
- Даже без национального ценообразования на выбросы ПГ инвестиционные и стратегические решения должны учитывать внутреннюю цену на CO₂.
- Стратегия декарбонизации должна опираться на четкую систему управления и стимулирования.

Важно создать развитую сеть партнеров, обеспечивающую поддержку декарбонизации с помощью существующих и будущих технологий, а также методами корпоративного управления. В эту сеть могут входить:

- образовательные и научно-исследовательские учреждения;
- международные компании для совместного проведения НИОКР и венчурных инвестиций;
- местные участники сегмента добычи (поставщики) и переработки (клиенты), сталкивающиеся с аналогичными задачами.

Важно также четко сформулировать уникальное конкурентное преимущество стратегии декарбонизации компании для внешних заинтересованных сторон и активно рассказывать о своих достижениях на международных площадках.

Климатическая трансформация уже становится неизбежна как минимум для компаний нефтегазового сектора. Она будет длительным процессом, а не одномоментным действием, поэтому к ней важно подходить системно, понимая, что это задача на несколько десятилетий.