

CCUS: МОНЕТИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ CO₂

Декарбонизация глобальной экономики невозможна без масштабной реализации проектов по улавливанию, утилизации и хранению углерода. Россия с колоссальным ресурсом природных хранилищ может значительно снизить свой углеродный след за счет CCUS, а введение ТУР создает для этого дополнительные стимулы.

АВТОРЫ



Сергей КЛУБКОВ

Директор по консалтингу в секторе разведки и добычи нефти и газа, к.э.н.



Кирилл ЕМЕЛЬЯНОВ

Старший консультант



Никита ЗОТОВ

Консультант

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ CCUS.....	11
УЛАВЛИВАНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКА CO ₂	11
УТИЛИЗАЦИЯ/ЗАХОРОНЕНИЕ CO ₂	14
ОБЗОР МЕЖДУНАРОДНЫХ ПРОЕКТОВ CCUS.....	18
ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПРОЕКТОВ CCUS В РОССИИ.....	21
КОМПЕТЕНЦИИ РОССИИ: ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ.....	21
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ КЛАСТЕР CCUS В РОССИИ.....	24
ОЦЕНКА ЭФФЕКТОВ СОЗДАНИЯ КЛАСТЕРА CCUS В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП.....	27
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИРОДНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СИСТЕМ.....	37
МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТОВ CCUS В РОССИИ.....	40
ОБЗОР РИСКОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ CCUS.....	40
ГАРМОНИЗАЦИЯ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ С УЧЕТОМ ЦЕЛЕЙ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ООН.....	44

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Достижение углеродной нейтральности ископаемого топлива по Охватам 1–3 невозможно без применения технологий улавливания, утилизации и захоронения углекислого газа (CCUS). В России потенциал снижения выбросов от применения CCUS на предприятиях электрогенерации и промышленности оценивается в 1,1 Гт CO₂ в год. Наиболее заинтересованные отрасли — металлургия и нефтегазохимия, потери которых от ввода трансграничного углеродного регулирования (ТУР) в среднесрочной перспективе могут составить 0,7 млрд долл. США в год.
- Из 27 реализуемых в мире проектов CCUS, 78% связаны с методами увеличения нефтеотдачи (МУН), а 67% — проекты с прямым государственным участием или стимулированием. Стоимость улавливания тонны CO₂ в металлургии — около 70 долл., при этом ожидается ее снижение в 1,5 раза к 2030 г. К этому же году прогнозная цена квоты CO₂ составит около 129 долл./т, что делает промышленное улавливание коммерчески целесообразным уже к 2023 г.
- Потенциал России с точки зрения хранения углекислого газа значительно выше, чем у других стран. По нашей оценке, с учетом водоносных горизонтов суммарная емкость хранилищ в России составляет 1173 Гт, а емкость только нефтяных и газовых месторождений, пригодных для захоронения диоксида углерода, — 305 Гт. Для целей МУН уже сейчас реально захоронить 23 Гт CO₂. Развитая нефтегазодобыча является прекрасной основой для реализации проектов CCUS, в том числе на основе кластеров из нескольких предприятий-эмитентов и потребителей.
- Один из таких кластеров CCUS может быть создан на базе крупных промышленных предприятий Волго-Урала с объемом эмиссии около 68 млн т CO₂ в год и ближайших нефтяных месторождений. По нашей оценке, потенциал утилизации (МУН) составляет 14 Гт, что может обеспечить захоронение всех выбросов углекислого газа от промышленных предприятий данного региона в течение 200 лет.
- Выбросы металлургических предприятий Урала составляют около 40 млн т CO₂ в год. С учетом бенчмарков в рамках ТУР представляется возможным в среднем ежегодно улавливать около 21 млн т CO₂. Суммарные требуемые затраты в создание и обеспечение работоспособности кластера по улавливанию и транспортировке до нефтяных месторождений оцениваются нами в 27 млрд долл. США с 2026 по 2050 г., из них 17 млрд долл. приходится на капитальные вложения.

- По нашим расчетам, для типичного месторождения региона непрерывная закачка CO₂ увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН) на 28%. При этом к моменту достижения наибольшего технологического эффекта в пласте естественным образом захоранивается примерно 60% от общего прокаченного объема углекислого газа, а оставшиеся 40% после завершения разработки месторождения.
- Согласно нашей оценке, реализация МУН в рамках Волго-Уральского кластера CCUS позволит дополнительно добыть 123 млн т нефти. Ежегодное производство нефти составит 5 млн т, средний коэффициент утилизации CO₂ (количество CO₂ (в тоннах), использованное для добычи одного дополнительного барреля нефти) — 0,6 т CO₂/барр.
- Доходами от реализации дополнительно добытой нефти за счет использования «пойманного» углекислого газа (доход государства — 22 долл./барр.) можно частично субсидировать затраты эмитентов на улавливание и транспортировку (31 долл./барр. с учетом коэффициента утилизации или 52 долл./т CO₂). Однако, даже при полном субсидировании за счет всех дополнительных налоговых поступлений потребуется дополнительная государственная поддержка промышленных предприятий.
- Накопленный климатический эффект до 2050 г. от создания Волго-Уральского кластера CCUS составит 0,53 Гт. При этом объем дополнительной государственной поддержки составит 24 млрд руб. в год, а стоимость сокращения эмиссии — 1100 руб./т CO₂.
- Для эмитента удельная стоимость улавливания, транспортировки и хранения в водоносных горизонтах в рамках CCUS (58 долл./т CO₂) сопоставима с аналогичным показателем при высадке новых лиственных лесов — 55 долл./т CO₂. При утилизации CO₂ в МУН с последующим захоронением затраты, связанные с закачкой, перекладываются с эмитента на нефтедобывающее предприятие. В таком случае стоимость сокращения выбросов для эмитента составит 52 долл./т CO₂.
- Стимулирование проектов CCUS за счет дополнительных нефтегазовых доходов сделает их значительно эффективнее высадки новых лиственных лесов для снижения выбросов в рамках Охватов 1 и 2. Однако, для минимизации выбросов от конечного потребления энергоносителей, например, транспортом (Охват 3) компаниям было бы разумно заниматься реализацией локальных климатических проектов с высокой улавливающей способностью (например, высадка павловний).

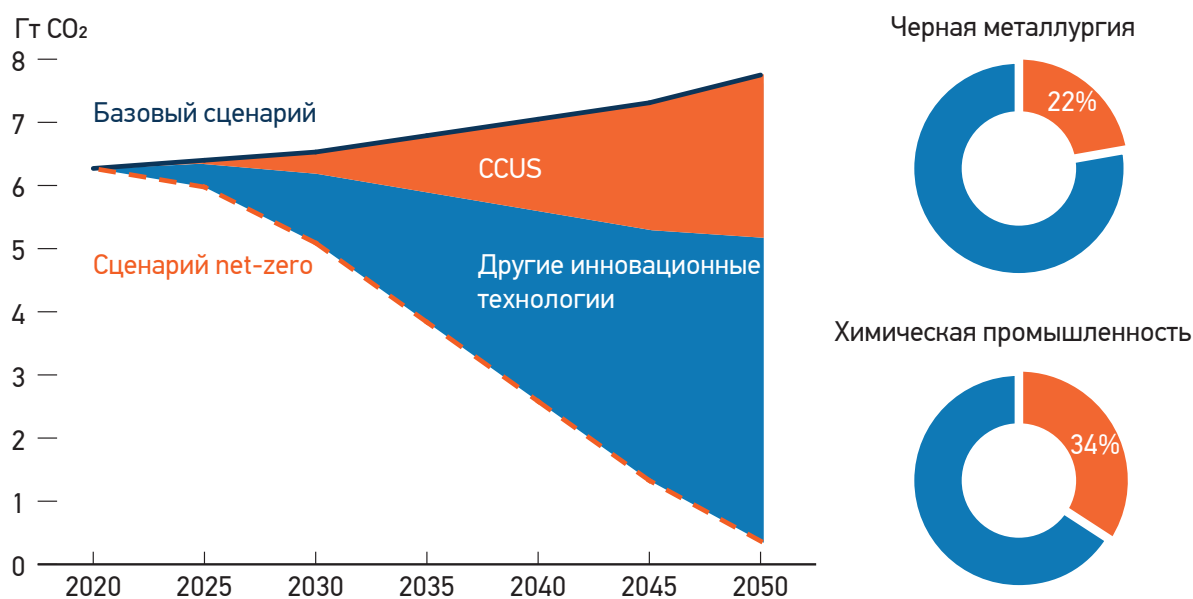
-
- Вычет из налога на прибыль за каждую уловленную и захороненную тонну CO₂ является хорошо зарекомендовавшей себя мерой поддержки проектов CCUS в США. Она была бы уместна в качестве механизма перераспределения дополнительного дохода государства от добычи нефти в CO₂-МУН в пользу эмитентов. Это сохранит ценовую конкурентоспособность отечественной продукции на рынке ЕС.
 - В случае реализации МУН необходимы дополнительные меры поддержки нефтедобывающих предприятий со стороны государства, позволяющие учесть эффект от дополнительной добычи нефти и роста затрат из-за строительства инфраструктуры и операций с CO₂ на месторождении. Оптимальным решением здесь видится перевод объектов с CO₂-МУН на режим НДС.
 - Существующие риски непризнания отечественных проектов CCUS и вопросы, связанные с возможными утечками CO₂ в процессе захоронения, должны решаться путем создания гармонизированной с целями устойчивого развития ООН нормативно-правовой базы. В частности, необходимо обновить действующую российскую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючего газа для оценки углеродного следа нефтегазодобывающих проектов и создания системы рационального и устойчивого управления ресурсами.

ВВЕДЕНИЕ

После заключения Парижского соглашения в 2015 г. внимание мирового сообщества все чаще обращается не только к повышению энергоэффективности, усилению роли возобновляемых источников энергии и переходу на низкоуглеродное топливо, но и к необходимости развития таких технологий, как улавливание, утилизация и хранения углерода (Carbon Capture, Utilization and Storage — CCUS), которых в мире пока считанное число. На сегодняшний день отмечается недостаток информации о местонахождении, пригодности и фактическом размере потенциальных хранилищ CO₂. К тому же, несмотря на очевидные социальные и экологические преимущества от снижения выбросов диоксида углерода, проекты CCUS сопряжены с высокими затратами и, на текущий момент, в основном развиваются в странах, где действуют соответствующие меры регулирования и государственной поддержки.

Полная декарбонизация невозможна без прямого улавливания CO₂. На рисунке 1 показаны два возможных сценария динамики выбросов углекислого газа в ключевых отраслях мировой промышленности до 2050 г. по прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА). Базовый сценарий включает текущие обязательства стран по ограничению выбросов за счет повышения энергоэффективности, а сценарий net-zero дополнительно учитывает снижение эмиссии углекислого газа благодаря проектам по улавливанию CO₂ и применению различных инновационных технологий.

Рисунок 1. Факторный прогноз снижения выбросов в ключевых отраслях мировой промышленности по инерционному сценарию и сценарию net-zero



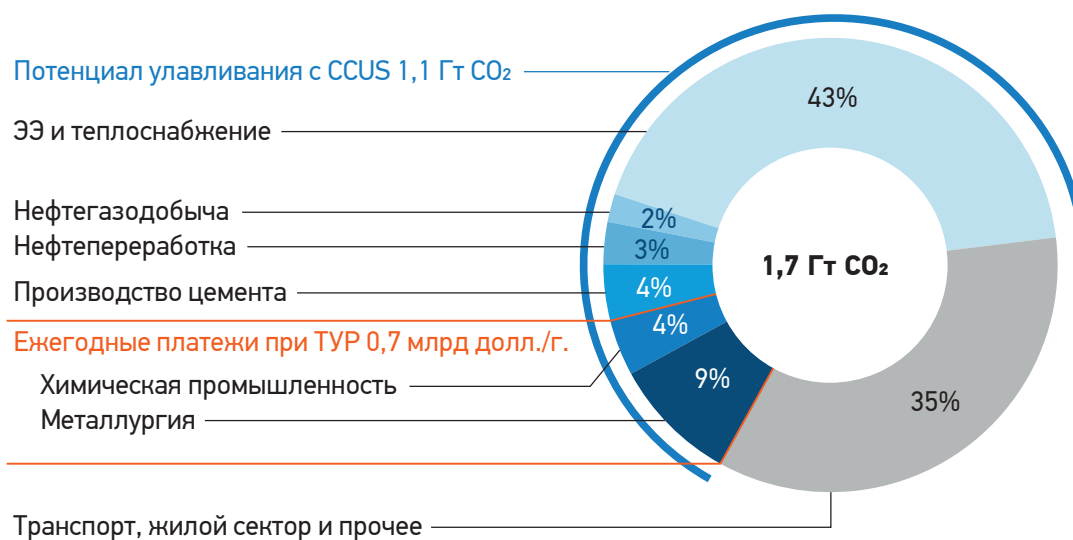
Источник: МЭА, VYGON Consulting

Существует два решения для улавливания и хранения углерода: природный и промышленный. Природный включает в себя лесовосстановление, облесение и ряд других направлений землепользования. Промышленный — строительство установок по улавливанию диоксида углерода из воздуха и захоронение в резервуарах выработанных месторождений нефти и газа. Россия обладает самыми значительными лесными ресурсами в мировом масштабе, однако улавливающая способность наших лесов по ряду климатогеографических и экономических причин является невысокой и продолжает снижаться. В странах ЕС помимо природных проектов делают ставку на строительство промышленных установок по улавливанию CO₂ и поиск геологических ловушек для его захоронения.

На текущий момент в России возможно уловить промышленным способом около 1,1 Гт ежегодных выбросов углекислого газа в атмосферу (Рисунок 2). При этом наибольшим стимулом к улавливанию выбросов обладают эмитенты диоксида углерода, продукция которых идет на экспорт и попадет под действие грядущего трансграничного углеродного регулирования (ТУР). К таким отраслям относятся: черная металлургия, нефтегазохимия и производство алюминия. Суммарные потери российской промышленности от ввода ТУР с 2026 г. оцениваются нами в 0,7 млрд долл. США в год в наиболее вероятном сценарии¹. При этом наибольшее влияние будет оказано на производителей стали: ее доля в суммарных потерях составляет около 50%. В перспективе в перечень облагаемых налогом отраслей возможно включение нефтепереработки по причине значительных выбросов при производстве.

¹ Учет выбросов Охватов 1 и 2, потенциальных бенчмарков на 2021–2025 гг. и цена квоты в 50 долл./т CO₂

Рисунок 2. Распределение выбросов CO₂ по отраслям (без учета землепользования, изменения в землепользовании и лесного хозяйства)



Источник: ФТС, Национальный доклад о кадастре 2021, данные компаний, VYGON Consulting

Проекты CCUS представляют особый интерес для России, поскольку одним из основных способов утилизации уловленного CO₂ является последующее использование его в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи (МУН), в результате которых повышается как текущая добыча, так и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Фактически, процесс использования CO₂ в качестве агента МУН является единственным изученным способом, который, в конечном итоге, может декарбонизировать ископаемые виды топлива.

Согласно стратегиям крупнейших европейских нефтегазовых компаний, нефть и газ будут играть доминирующую роль в мировом топливно-энергетическом балансе как минимум до 2035 г. Доход от продажи дополнительно добытой нефти может послужить источником финансирования проектов CCUS, что выгодно отличает данный тип климатических проектов от всех остальных. Так, вариант хранения в минерализованных водоносных пластах экономически неэффективен, хотя данные пласты могут обладать наибольшей емкостью для улавливания углекислого газа. Проекты утилизации будут востребованы еще на протяжении минимум 15 лет, а в дальнейшем созданную инфраструктуру можно будет использовать для хранения углерода.

В России пока нет ни одного промышленного проекта CCUS, однако развитая нефтегазодобывающая отрасль и огромный потенциал для хранения диоксида углерода являются наилучшей базой для их скорого появления. По ряду оценок теоретическая емкость хранилищ России значительно превышает потенциал остальных стран, однако большинство резервуаров требует усилий для их доведения до готовности к закачке. Важно отметить, что для успешной подготовки геологических хранилищ к промышленной эксплуатации необходима гармонизация российской классификации запасов нефти и горючих газов с международной классификацией ООН, учитывающей экологическую составляющую проектов.

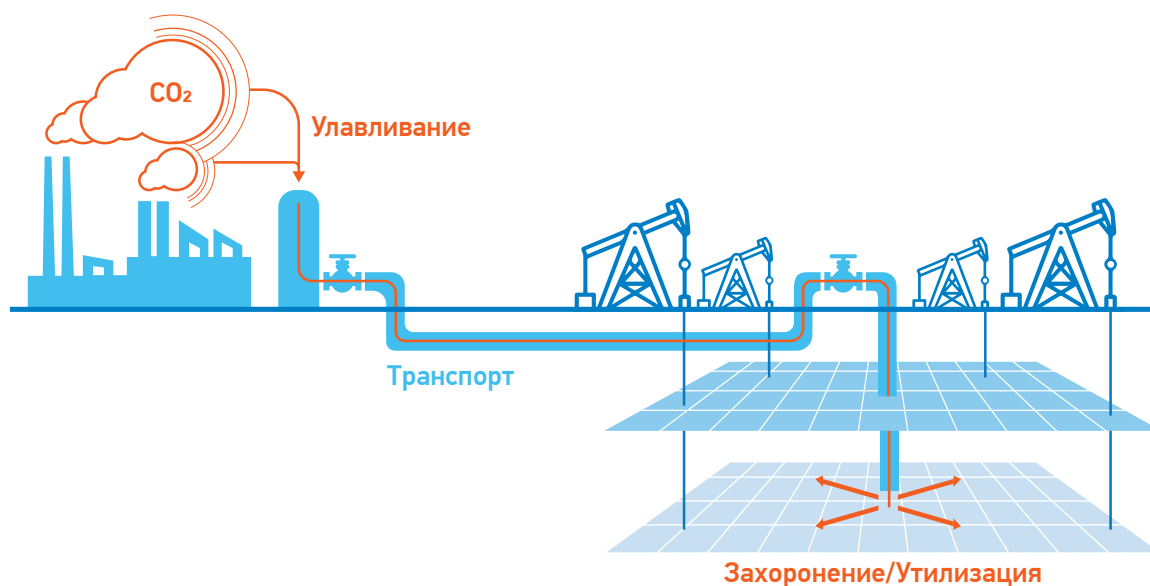
В данном исследовании мы попробовали ответить на следующие вопросы:

- Что такое CCUS и каков мировой опыт реализации данных проектов?
- Какие компетенции есть у России для успешного развития CCUS?
- Каков размер технико-экономического эффекта от улавливания CO₂ на промышленных предприятиях и его использования для увеличения нефтеотдачи месторождений?
- Насколько конкурентно применение CCUS в сравнении с лесонасаждением?
- Что необходимо для успешной реализации CCUS в России?

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ CCUS

CCUS — комплексный процесс, включающий в себя ряд технологий по улавливанию, транспорту и захоронению CO₂ с целью снижения общего объема выбросов на предприятии-эмитенте (Рисунок 3). По отдельности данные технологии давно применяются в различных отраслях промышленности на протяжении как минимум 50 лет. К примеру, первый проект по коммерческой закачке CO₂ в качестве агента для увеличения нефтеотдачи был реализован в 1972 г. На сегодняшний день суммарная мощность проектов CCUS в мире составляет 40 млн т CO₂/г., а для выполнения целей Парижского соглашения данные мощности должны быть увеличены в 100 раз, количество проектов доведено до 2 тыс. Рассмотрим технологию подробнее.

Рисунок 3. Схема проекта CCUS с последующим использованием CO₂ в качестве агента МУН



Источник: VYGON Consulting

УЛАВЛИВАНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКА CO₂

Улавливание

Улавливание CO₂ — процесс поимки диоксида углерода из техногенного источника. На текущий момент коммерчески целесообразным источником с высокой концентрацией CO₂ являются, прежде всего, промышленные предприятия и объекты электрогенерации, использующие ископаемое топливо в своем технологическом цикле. Улавливание — самая капиталоемкая часть CCUS, на нее приходится 60–70% всех инвестиций. Сегодня все существующие технологии улавливания можно разделить на три категории: улавливание до сжигания, улавливание после сжигания, улавливание при сжигании в чистом кислороде.

Улавливание после сжигания происходит с помощью разделения дымовых газов на составляющие. В большинстве существующих коммерческих проектов CO₂ улавливается с помощью механических сепараторов и жидких растворителей, как правило, на основе аминов, образующих с диоксидом углерода устойчивую химическую связь. При нагреве связь разрушается, CO₂ отделяется от аминов, сжимается и транспортируется. Амины проходят через процесс регенерации и возвращаются в производственный цикл. Данная технология называется химической абсорбцией, является хорошо изученной и широко распространена в производстве пищевого углекислого газа. Примером является проект улавливания на угольной электростанции Petra Nova (США). Помимо использования механических сепараторов и жидких растворителей, существуют и другие технологии улавливания после сжигания, например, использование мембран, однако, они еще недостаточно изучены для коммерческого применения.

В ходе улавливания до сжигания происходит предварительная конвертация топлива в газообразную смесь водорода и диоксида углерода. После этого CO₂ отделяется от водорода на основе физической абсорбции, происходит его сжатие и транспортировка. Так как водород является самым легким из всех газов, то процесс сепарации не вызывает особых сложностей. Полученный голубой водород используется в качестве топлива для технологических процессов или выработки зеленой энергии. Данная технология улавливания используется компанией Shell на апгрейдах битумов нефтеносных песков в проекте Quest (Канада).

Процесс улавливания при сжигании в кислороде аналогичен обычному сжиганию с использованием воздуха, но здесь воздух заменен на чистый кислород. В результате этого образуется газовая смесь из водяного пара и CO₂, который можно отделить посредством охлаждения и компрессии газового потока, получив тем самым высококонцентрированный поток углекислого газа. Существует некоторый опыт применения данной технологии, например, в стекольной промышленности, но на текущий момент она является одной из наименее изученных.

Транспорт

Процесс транспортировки диоксида углерода во многом похож на транспорт природного газа. Перед транспортировкой требуется осушить CO₂ в целях предотвращения коррозии и гидратообразования. После этого можно использовать существующие способы транспортировки: трубопроводный, авто и ж/д цистерны для перевозки СУГ и СУГ-газовозы. Рассмотрим подробнее каждый из способов.

Трубопроводный транспорт является и, как предполагается, продолжит оставаться основным способом транспортировки больших объемов CO₂ для целей утилизации и захоронения. На текущий момент в мире протяженность трубопроводов только для углекислого газа составляет уже порядка 7 тыс. км, а диаметр труб достигает 921 мм, что сопоставимо с диаметром магистральных газопроводов. При этом по самым скромным оценкам только в Европе протяженность трубопроводов для выполнения плана развития технологий секвестрации CO₂ должна составить около 18 тыс. км².

По сравнению с метаном, термобарические свойства диоксида углерода существенно благоприятнее для транспортировки: при температурах от –20 до +30°C давление испарения CO₂ составляет от 20 до 70 атмосфер, что позволяет транспортировать диоксид углерода в жидком состоянии при относительно невысоких давлениях. Так, метан при данных температурах и давлениях в основном пребывает в газообразном состоянии. При этом рядом экспертов отмечается технологическая простота транспортировки углекислого газа в сжиженном или сверхкритическом состоянии по сравнению с транспортом чисто газовой фазы. Кроме того, среднее расстояние между компрессорными/насосными станциями составляет около 300–400 км против 100–150 км при транспортировке природного газа³.

Транспортировка CO₂ в авто и ж/д цистернах целесообразна при малых объемах. На некоторых из существующих проектов CCUS используются автоцистерны, однако ряд организаций сходится во мнении, что данный способ транспортировки вряд ли будет играть значительную роль в будущем.

Транспортировка CO₂ посредством газозовов является хорошей альтернативой трубопроводу в прибрежных регионах. Малотоннажные суда грузоподъемностью до 1 тыс. т с пищевым углекислым газом уже курсируют по внутренним рекам и омывающим Европу морям. Крупнотоннажные газозовы CO₂ с грузоподъемностью до 40 тыс. т во многом похожи на СУГовозы. Транспортировка СУГ танкерами осуществляется на протяжении уже практически 70 лет. В данной области накоплена серьезная экспертиза, которую при необходимости можно будет применить к морскому транспорту диоксида углерода.

² European Commission Joint Research Centre — Institute for Energy — <https://publications.jrc.ec.europa.eu/JRC61201>

³ IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage — https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf

По мере увеличения потребности в захоронении углекислого газа будет расти количество проектов CCUS и, как следствие, спрос на разветвленную газотранспортную сеть, представляющую собой комбинации трубопроводного и водного транспорта.

В случае нескольких источников выбросов для распределения издержек и оптимизации системы сбора и утилизации очень важно создание кластеров и хабов CO₂.

Кластер — группа из нескольких источников или потребителей углекислого газа, объединенных единой сетью сбора. Действующим примером кластера может служить группа нефтяных месторождений в Пермском бассейне США, где CO₂ используется в качестве агента для увеличения нефтеотдачи.

Хаб — комплекс, состоящий из различных источников выбросов и транспортной системы между одним или несколькими потребителями. Проект Юго-Западного хаба в Австралии по сбору CO₂ в промышленных зонах Kwinana и Collie и его транспорту до ловушки Lesueug в бассейне Южного Перта можно считать таким примером.

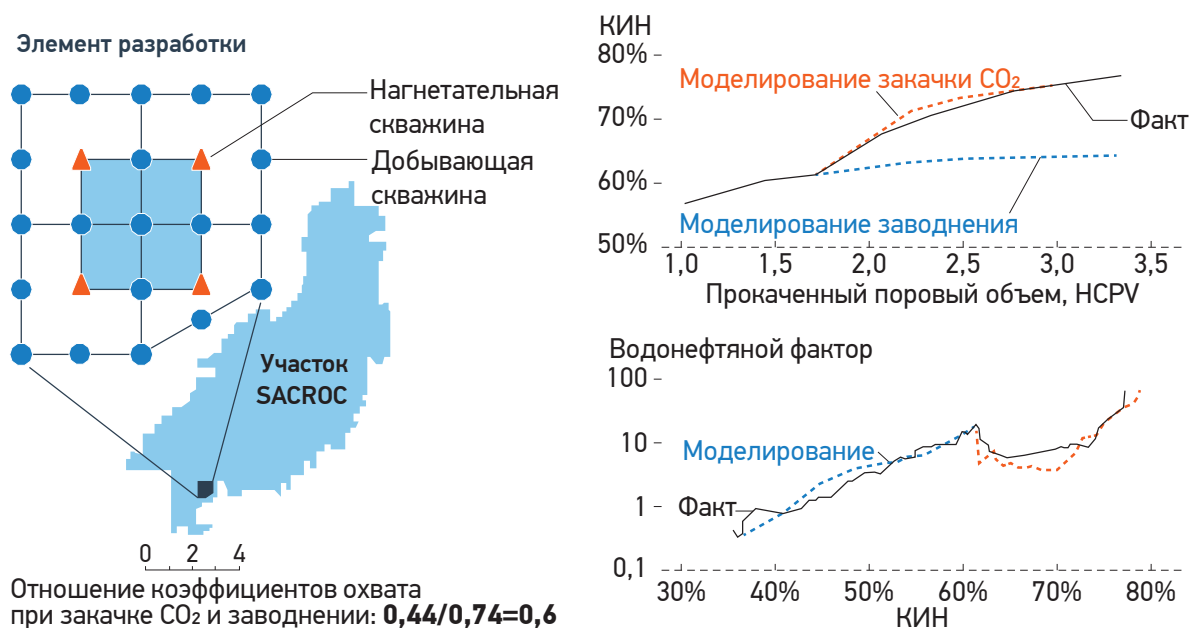
Использование кластеров и хабов для синергии между несколькими промышленными компаниями позволяет сократить издержки и выровнять динамику поступления диоксида углерода для реализации МУН. Наличие единой газотранспортной сети и соответствующего регулирования позволит снизить порог вхождения для всех компаний, но, прежде всего, для компаний-эмитентов CO₂, у которых отпадет необходимость самостоятельно развивать систему транспортировки.

УТИЛИЗАЦИЯ/ ЗАХОРОНЕНИЕ CO₂

Под утилизацией/захоронением углекислого газа чаще всего понимается процесс закачки CO₂ в геологическую ловушку с целью повышения нефтеотдачи/геологического захоронения. Если утилизация диоксида углерода при CO₂-МУН возможна только посредством закачки в нефтяное месторождение и только при соблюдении определенных критериев применимости, то его захоронение уже возможно как в выработанных нефтегазовых месторождениях, так и в высокоминерализованных водоносных горизонтах. Существуют и другие способы утилизации и захоронения углекислого газа, однако, на текущий момент именно использование диоксида углерода в качестве МУН признается наиболее коммерчески успешным среди всех проектов CCUS, хотя стоит отметить, что данный процесс является крайне зависимым от цены на нефть.

44% всех проектов МУН в мире — закачка углекислого газа. Под применением CO₂ в качестве МУН понимают воздействие им в больших количествах (30% и более нефтенасыщенного порового объема) на пласт-коллектор. Показателем эффективности закачки является достижение смесимости диоксида углерода с нефтью. При смешивающемся вытеснении практически исчезает граница раздела фаз между вытесняющим агентом (CO₂) и нефтью, что увеличивает текущую добычу и повышает коэффициент извлечения. Примечательно, что в реальных проектах при закачке CO₂ наблюдается снижение охвата пласта-коллектора на 20–30% по сравнению с заводнением, но данное падение компенсируется лучшими вытесняющими свойствами диоксида углерода. Типичная динамика коэффициента извлечения нефти при заводнении и закачке углекислого газа приведена на рисунке 4.

Рисунок 4. Результаты моделирования закачки CO₂ и сопоставление их с фактом



Источник: Petroleum Engineering Handbook (Larry W. Lake), VYGON Consulting

Режим вытеснения при закачке углекислого газа зависит от минимального давления смесимости (Minimum Miscibility Pressure — MMP), которое, в свою очередь, является уникальной характеристикой нефти и зависит, прежде всего, от ее плотности и компонентного состава. На текущий момент рядом ученых предложены корреляции для оперативного определения MMP, что позволяет оперативно провести скрининг месторождений на предмет применимости закачки CO₂. Основные критерии при-

менимости указаны в таблице 1. Приняв в расчет только плотность нефти и глубину пласта, можно сделать вывод о том, что на 80% всех мировых запасов нефти можно применять закачку CO₂ в качестве МУН.

Таблица 1.
Критерии применимости закачки CO₂

Наименование	Рекомендации	Действующие проекты
Нефть		
Плотность, т/м ³	<0,915	0,800–0,890
Вязкость, сПз	<10	0,3–6
Компонентный состав	Высокая доля промежуточных углеводородов (особенно C ₅ -C ₁₂)	
Коллектор		
Нефтенасыщенность, %PV	>20	15–70
Тип коллектора	Структурная ловушка без падения	
Средняя проницаемость	Не имеет значения, если обеспечиваются требуемые значения приемистости	
Глубина и температура	Должны соответствовать достижениям MMP	

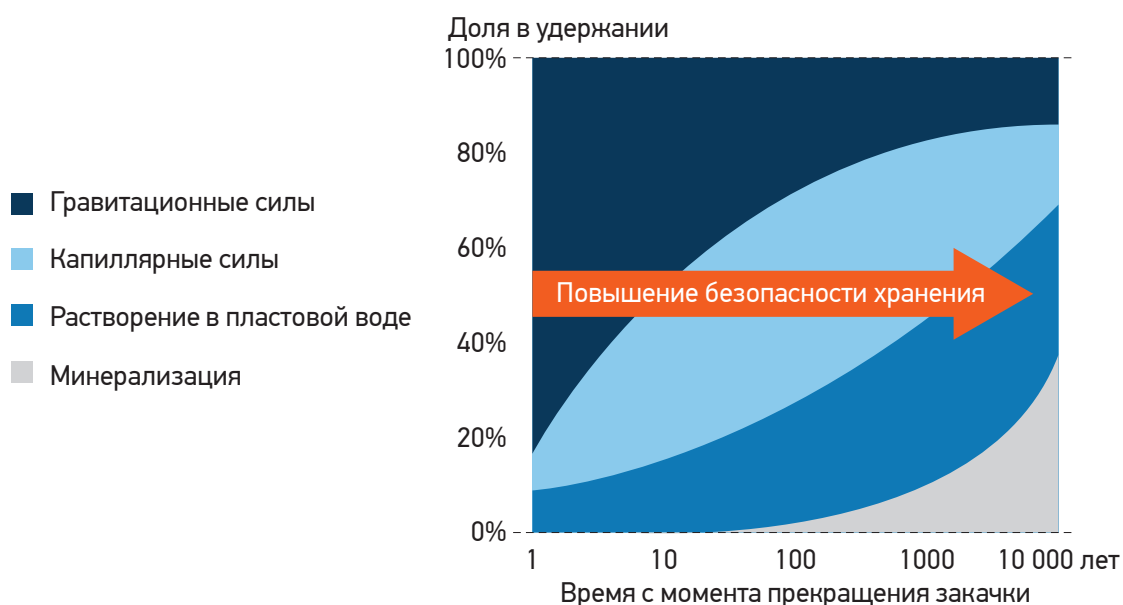
Источник: EOR Screening Criteria Revisited (Taber J. J., Martin F. D. & Seright R. S.)

Большая часть диоксида углерода в начальной фазе закачки остается в недрах, прорвавшийся в добывающую скважину CO₂ отделяется от общего потока, компримируется и закачивается обратно в пласт. Данная циклическая система минимизирует утечки CO₂ при добыче нефти. Однако, углекислый газ при растворении в пластовой воде представляет собой высококоррозионный агент по отношению к глубиннонасосному оборудованию и оборудованию системы сбора. Для противодействия углекислотной коррозии стоит рассмотреть применение ингибиторов коррозии или оборудования из легированных сталей, пластика, проведение регулярного мониторинга его состояния.

Лишена проблем с коррозией технология захоронения углекислого газа, так как в ней исключается возможность обратной добычи CO₂. В основе удержания диоксида углерода в пласте лежат следующие механизмы: структурный (удержание в куполах структурных ловушек), физический (удержание за счет капиллярных сил и гистерезиса фазовых проницаемостей), химический (растворение в пластовой воде и последующее погружение карбонизированной воды) и минералогический (геохимическое взаимодействие минералов горной породы и углекислого газа)

с последующим превращением CO₂ в карбонатные материалы, а также абсорбция CO₂ в глинистых минералах). Данные механизмы представлены на рисунке 5.

Рисунок 5. Вклад механизма захоронения в зависимости от времени



Источник: МГЭИК

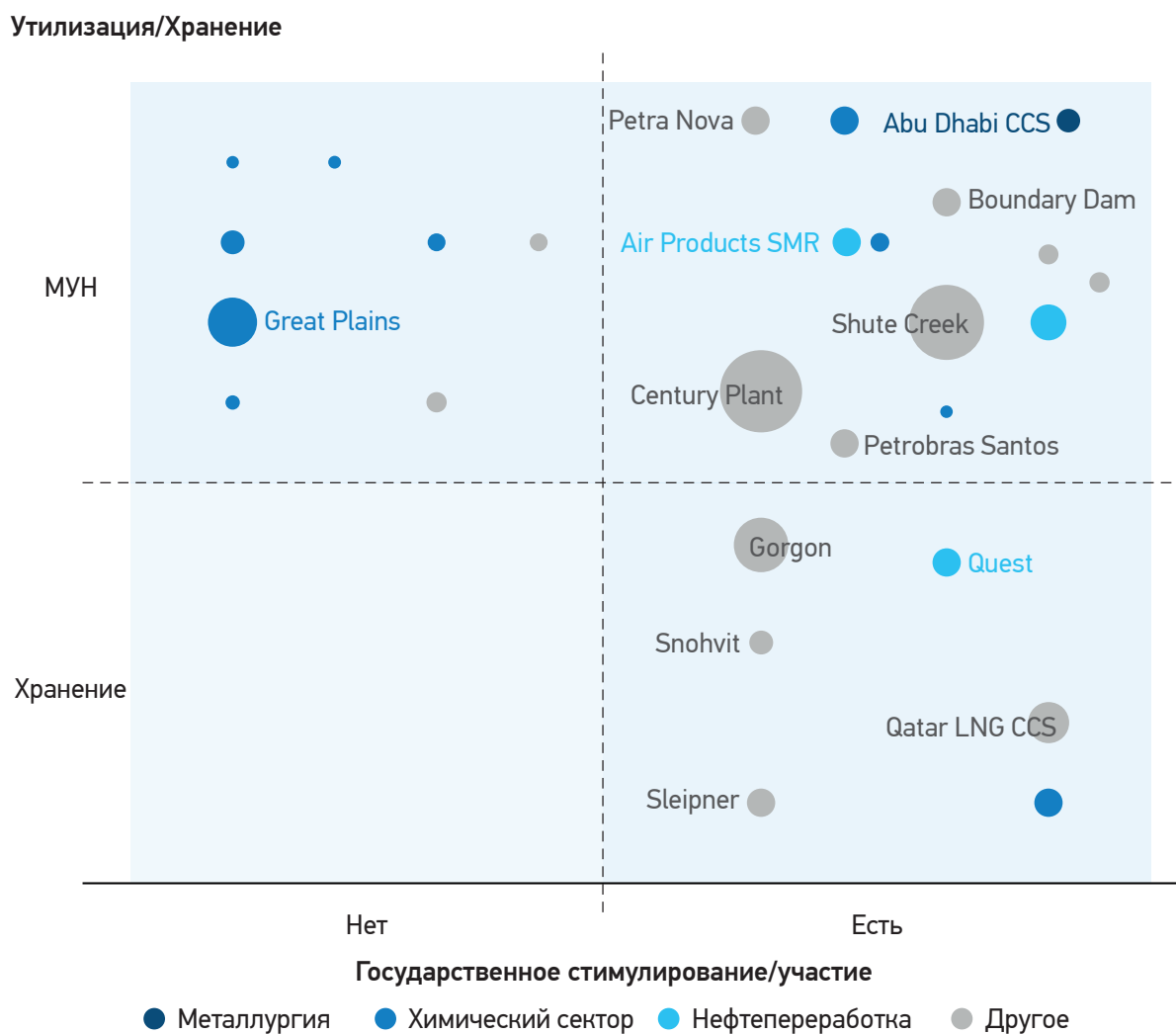
Качественная оценка перспективных бассейнов для захоронения включает сбор информации об их размерах и местонахождении, мощности и типе коллектора, а также об их геологических параметрах. Для оценки емкости потенциальных хранилищ диоксида углерода ключевыми определяющими факторами являются объем пласта и доступное поровое пространство. Кроме того, оцениваются температура и давление на глубине хранения, которые определяют количество утилизированного CO₂ на единицу объема пористой породы. Водоносный пласт должен иметь минимальную глубину порядка 800 м для превышения критического давления в 73,8 атм и перехода CO₂ в жидкое состояние с более высокой массовой плотностью для обеспечения эффективного хранения. Низкие температуры предпочтительнее высоких, поскольку плотность уменьшается с увеличением температуры коллектора. Барьерная порода должна перекрывать водоносный пласт, чтобы предотвратить вертикальную миграцию диоксида углерода.

Как в случае захоронения диоксида углерода, так и в случае его использования в качестве агента МУН требуются дополнительные усилия для осуществления геологического мониторинга углекислого газа с целью недопущения возможных утечек через покрышку коллектора на поверхность или в питьевые водоносные горизонты.

ОБЗОР МЕЖДУНАРОДНЫХ ПРОЕКТОВ CCUS

Ранее уже упоминалось, что технология CCUS довольно распространена в мире. При этом большинство реализуемых проектов связаны с МУН, и около половины из них получают прямые или косвенные субсидии от государства, а около трети — проекты с государственным участием. Иллюстрация всех 27 действующих проектов CCUS приведена на рисунке 6.

Рисунок 6. Действующие проекты CCUS



Размер круга определяет мощность улавливания с максимумом в 8,4 МтCO₂/г., расположение относительно центра прямоугольника условно и необходимо для корректного отображения названия проектов

Источник: Global CCS Institute, ЕЭК ООН, CCS Technologies MIT

Половина из всех действующих проектов CCUS находится в США. Драйверами развития здесь выступили государственная поддержка и спрос на МУН. В США, согласно разделу 45Q IRS (Internal Revenue Service — Налоговая служба), при реализации проектов секвестрации действует вычет по налогу на прибыль в размере 50 долл./т CO₂ при геологическом хранении и 35 долл./т CO₂ при утилизации в качестве МУН. Данные налоговые стимулы позволяют развивать вертикально интегрированные проекты CCUS. Следует отметить, что около 70% всех реализуемых в мире проектов по закачке CO₂ в целях МУН также осуществляются в США.

Заслуживающими внимания являются проекты Petra Nova и Century plant. Первый представляет один из последних проектов по улавливанию после сжигания на угольной электростанции, реализуется консорциумом компаний в партнерстве с министерством энергетики США. Данная установка запущена в 2017 г., стоимость улавливания составляет около 70 долл./т CO₂, что является ценовым ориентиром для определения стоимости улавливания на всех будущих системах улавливания после сжигания. Century plant с 2010 г. является крупнейшим в мире проектом по улавливанию до сжигания на газоперерабатывающем заводе. На данной установке осуществляется транспортировка CO₂ в сверхкритическом состоянии трубопроводным транспортом на расстояние 260 км.

Второе место после США по числу реализуемых проектов CCUS занимает Канада. Движущими факторами здесь выступают наличие источников углекислого газа из США, спрос со стороны проектов МУН, а также стимулы от государства.

Наиболее интересными проектами являются Quest, реализуемый Shell, и Boundary Dam компании SaskPower. Quest представляет собой улавливание до сжигания на установке по производству голубого водорода из метана на одном из апгрейдеров нефти нефтеносных песков в Канаде. Уловленный диоксид углерода захороняется в водоносном горизонте с возможностью утилизации на нефтеносных песках в процессе комбинированного МУН. Boundary Dam является первой в мире промышленной системой по улавливанию после сжигания на угольной электростанции, реализуется с 2014 г. Стоимость улавливания составляет около 105 долл./т CO₂.

Сравнивая проекты Boundary Dam и Petra Nova, можно сделать вывод о выходе технологии улавливания после сжигания на своеобразную кривую обучения: стоимость улавливания на аналогичных проектах за 3 года снизилась на 35 долл./т CO₂ и, как предполагается, продолжит экспоненциальное падение. В пользу

последнего говорит прогноз Министерства экономики, торговли и промышленности Японии (страна в 2020 г. завершила пилот по улавливанию CO₂ на нефтеперерабатывающем заводе) по стоимости улавливания, согласно которому к 2030 г. она снизится в 1,5 раза по сравнению с 2020 г.

Единственным проектом CCUS в черной металлургии является Abu Dhabi CCS, в рамках которого в процессе прямого восстановления железа с использованием голубого водорода происходит улавливание CO₂ до сжигания. Пойманный диоксид углерода используется в качестве МУН на месторождении Bab, оператором которого выступает ADNOC. Инициатором данного проекта выступило правительство эмирата Абу-Даби в лице госкомпаний Emirates Steel и ADNOC. Согласно оценкам МЭА, цена улавливания при такой технологии составляет 50–70 долл./т CO₂.

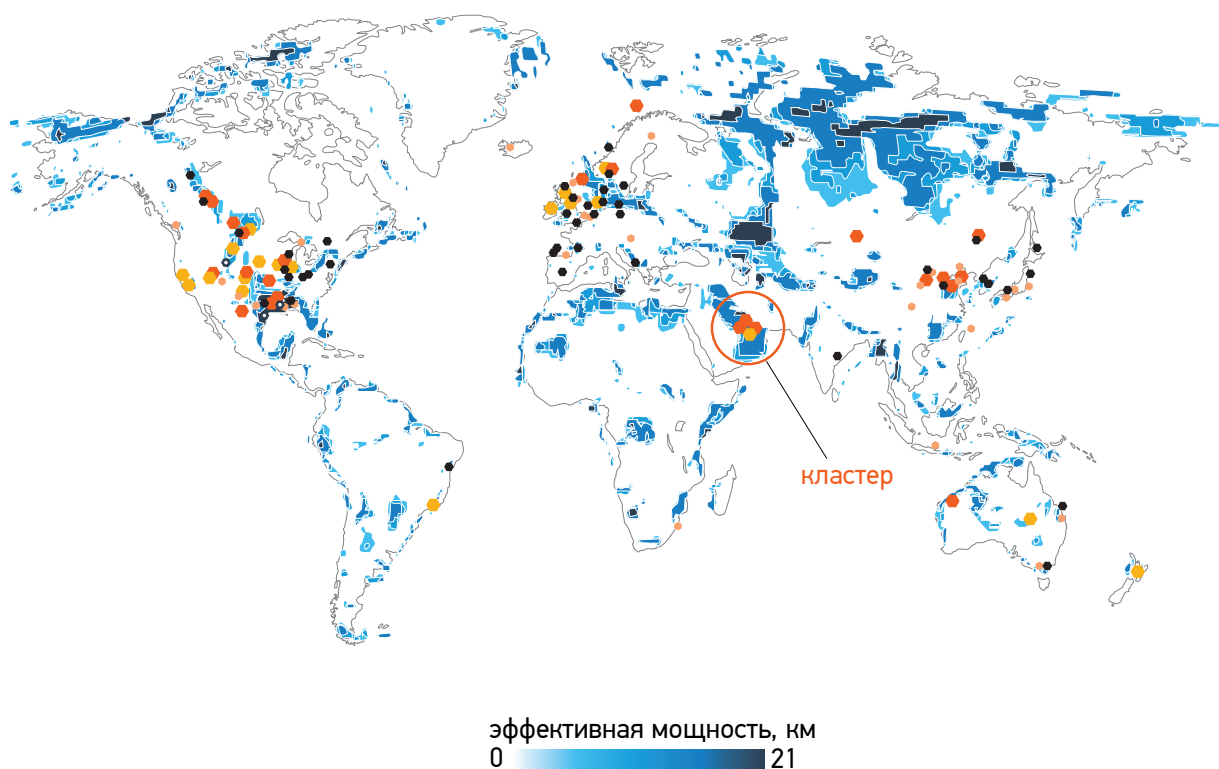
Исходя из вышесказанного, на текущий момент накопленный опыт эксплуатации проектов CCUS, в том числе проектов по улавливанию после сжигания, составляет около 50 лет, ввод новых крупных проектов по улавливанию на угольных электростанциях и установках паровой конверсии метана показывает положительную динамику в сторону уменьшения стоимости улавливания, что позволяет рассматривать CCUS в качестве одной из возможных опций для сокращения эмиссии углекислого газа в промышленности. Безусловно, данная опция не является «серебряной пулей», способной решить разом все проблемы, но она вполне конкурентоспособна в условиях ужесточения мировой экологической политики.

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПРОЕКТОВ CCUS В РОССИИ

КОМПЕТЕНЦИИ РОССИИ:
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
ПОТЕНЦИАЛ И ОПЫТ
ПРИМЕНЕНИЯ

В России на сегодняшний день нет ни одного промышленного проекта CCUS, однако развитая нефтегазодобывающая отрасль и огромный потенциал для хранения диоксида углерода являются основанием для их появления уже в ближайшие несколько лет. По оценкам МЭА и MIT, теоретическая емкость российских хранилищ углекислого газа значительно превышает потенциал остальных стран (рисунки 7–8).

Рисунок 7. Потенциал захоронения CO₂, география проектов CCUS

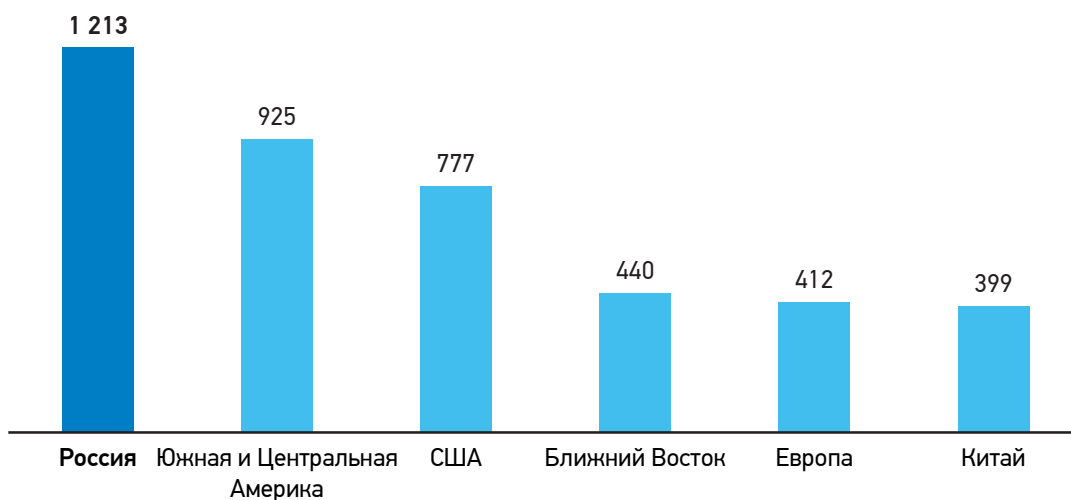


Проекты CCUS

- в эксплуатации и строительстве (78% – МУН)
- на стадии проектирования
- пилотные проекты на стадии эксплуатации и проектирования
- завершенные пилотные проекты
- эксплуатация приостановлена

Источник: МЭА, Global CCS Institute, VYGON Consulting

Рисунок 8. Теоретический потенциал захоронения CO₂ по регионам в осадочных бассейнах (залежи нефти и газа, водоносные горизонты и др.), Гт



Источник: МЭА, MIT, VYGON Consulting

На рисунке 8 представлена теоретическая емкость, критическая оценка которой представляется крайне непростой задачей из-за большой неопределенности потенциала водоносных горизонтов. По сравнению с залежами нефти и газа, на водоносных горизонтах разбурено значительно меньшее количество скважин: в основном эксплуатационным бурением охвачены только питьевые воды, которые составляют малую часть всех запасов подземных вод. По этой причине отмечается недостаток геологических данных о водоносных бассейнах, что ведет к большому разбросу в оценках емкости захоронения. Данная проблема не является уникальной для России: по данным MIT и NETL US DOE⁴, емкость водоносных горизонтов в США варьируется от 626 Гт до 5476 Гт. Исходя из этого, достоверно представляется оценить только объем для хранения CO₂ в нефтяных и газовых залежах.

По нашей оценке, основанной на данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, емкость только нефтяных и газовых месторождений в России, пригодных для захоронения диоксида углерода, составляет 305 Гт. При этом отношение емкости нефтегазовых залежей к суммарному объему

⁴ MIT — *Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide* — https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Reprint_17-18.pdf NETL US DOE — *U. S. Department of Energy's (DOE) Carbon Storage Atlas — Fifth Edition (Atlas V) (2015)* — <https://www.netl.doe.gov/node/5964>

хранилищ находится в диапазоне от 8% до 26%⁵. Таким образом, потенциал коллекторов для захоронения CO₂ в России составляет от 1173 до 3813 Гт.

Нефтегазовый исследовательский центр Саудовской Аравии (KAPSARC) оценивает емкость России для хранения углекислого газа, которую уже сейчас можно использовать, в 12 Гт⁶. В этой оценке учтены только объекты на суше за исключением тех, запасы которых выработаны более чем на 80% или в которых остаточные запасы нефти составляют менее 1,5 млн т и их нельзя привязать к более крупному объекту, расположенному в пределах 20 км. По нашей оценке, в рамках смешивающегося вытеснения/МУН уже сейчас реально захоронить 23 Гт CO₂.

В СССР имелся опыт закачки углекислого газа в нефтяные пласты Туймазинского, Радаевского, Козловского и Сергеевского месторождений в Урало-Поволжье. Прирост КИН по сравнению с традиционным заводнением составил 10–15%, а удельный эффект от количества закачанного диоксида углерода в тоннах на один баррель дополнительно добытой нефти от 0,5 до 1,1 т/барр.

Нефтегазохимический сектор России обладает значительным опытом улавливания CO₂, используемого при производстве карбамида из аммиака. При производстве аммиака на одной из стадий происходит окисление монооксида углерода до диоксида углерода по следующей реакции «сдвига»: CO (г.) + H₂O (г.) = CO₂ (г.) + H₂ (г.). Далее диоксид углерода вымывается из газовой смеси при помощи буферного щелочного раствора карбоната калия или раствора какого-либо амина, например, этаноламина. Углекислый газ после этого сжижают и используют для производства карбамида, либо выпускают в атмосферу.

России, обладающей наибольшим потенциалом по хранению углекислого газа, необходимо использовать весь мировой накопленный опыт в сфере проектов CCUS и начать внедрять данные технологии, делая упор на утилизацию CO₂ в нефтяные месторождения в качестве агента МУН. Из рисунка 7 следует, что проекты CCUS могут быть преобразованы в кластеры с целью оптимизации инвестиций, вследствие чего могут формироваться промышленные центры, сочетающие в себе эмитентов и потребителей CO₂.

5 *Geological survey of Denmark and Greenland — Estimates of CO₂ storage capacity in Europe* https://ieaghg.org/docs/Copenhagen/EU_Storage_capacity_KLA.pdf Shogenova, Shogenov, et al — CO₂ geological storage capacity analysis in Estonia and neighboring regions — <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.182>

6 *KAPSARC — Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage Potential Outside North America: An Economic Assessment* — [https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2018/01/KS-2018-DP27-Enhanced-Oil-Recovery-and-CO₂-Storage-Potential-Outside-North-America-An-Economic-Assessment.pdf](https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2018/01/KS-2018-DP27-Enhanced-Oil-Recovery-and-CO2-Storage-Potential-Outside-North-America-An-Economic-Assessment.pdf)

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ КЛАСТЕР CCUS В РОССИИ

В России также необходимо создавать единую сеть сбора с промышленных предприятий-эмитентов для транспортировки диоксида углерода до ближайших нефтяных месторождений для его захоронения или применения в качестве МУН.

Учитывая вышесказанное, становится логичным создание кластеров/хабов CCUS на базе российских нефтегазодобывающих компаний и предприятий-эмитентов, что позволит последним снизить выбросы без непосредственного участия в утилизации пойманного CO₂, а нефтедобывающим компаниям получить возможность для реализации проектов CO₂-МУН. В данном контексте расположение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) вблизи крупных производственных мощностей дает наиболее благоприятные предпосылки для внедрения проектов по улавливанию, хранению и утилизации углекислого газа.

Площадь Волго-Уральской нефтегазоносной провинции составляет 670 тыс. км², на ее территории разрабатывается более 600 нефтяных месторождений. Данная НГП вторая по запасам нефти в России. Основными месторождениями являются Ромашкинское, входящее в десятку крупнейших нефтяных месторождений мира, Туймазинское, Оренбургское, Арланское и Бавлинское. Продуктивные горизонты выявлены на глубине от 0,5 до 5 км и более и представлены преимущественно антиклинальными поднятиями. Крупные структурные элементы наиболее четко фиксируются в девонских и каменноугольных отложениях, а в пермских слоях они в значительной степени выглаживаются. Основная доля запасов нефти содержится в терригенных толщах девона на глубине 1500–1800 м, что в совокупности с мощными флюидоупорами и невысокой пластовой температурой (в среднем 20–25°С) является благоприятным условием для утилизации углекислого газа.

На рисунке 9 представлена карта России с указанием основных промышленных эмитентов углекислого газа и ресурсной базой нефтегазового комплекса. Синим контуром выделен район уральских промышленных центров (Орск — Магнитогорск — Челябинск — Екатеринбург — Нижний Тагил). Суммарный объем эмиссии от крупных предприятий в выделенном районе составляет около 40 млн т CO₂ в год. Оранжевым контуром отмечен целевой регион для утилизации углекислого газа.

Рисунок 9. Карта разрабатываемых месторождений полезных ископаемых и основные предприятия-эмитенты CO₂



Источник: ИАЦ Минерал, VYGON Consulting

Основным источником диоксида углерода для его использования на нефтяных месторождениях Волго-Уральской НГП может стать улавливаемый CO₂ после сжигания на металлургических предприятиях Урала и до сжигания на Орском нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ). Углекислый газ для утилизации может поступать к нефтяным месторождениям провинции в объеме 40 млн т в год из региона, выделенного синим контуром на карте (Рисунок 9). В перспективе это значение может вырасти до 68 млн т CO₂ за счет ближайших нефтеперерабатывающих и химических заводов, которые находятся в пределах анализируемого региона (оранжевый контур на карте). Объем эмиссии от предприятий химической промышленности здесь составляет около 16 млн т CO₂ в год, из которых почти 80% приходится на производство аммиака, а от НПЗ региона дополнительно еще 12 млн т диоксида углерода.

Стоимость улавливания на химических предприятиях самая низкая, МЭА оценивает ее в диапазоне 25–35 долл./т CO₂, что гово-

рит о перспективности присоединения дополнительных эмитентов углекислого газа к потенциальному кластеру CCUS в данном регионе. Также стоит отметить возможную прямую заинтересованность недропользователей в улавливании углекислого газа на НПЗ, так как источник эмиссии CO₂ и месторождения для его утилизации могут принадлежать одной ВИНК, что отсекает необходимость переговоров о приобретении углекислого газа с металлургическими и нефтегазохимическими предприятиями и повышает вертикальную интеграцию проекта.

По нашей оценке, проведенной объемным методом, емкость действующих нефтяных месторождений Волго-Уральской НГП по категориям запасов А+В1, подходящих по техническим ограничениям для утилизации углекислого газа с целью увеличения нефтеотдачи, составляет 14 Гт CO₂, что может обеспечить захоронение всех выбросов от промышленных предприятий данного региона в течение 200 лет.

В рамках рассматриваемого кейса транспортировка CO₂ от эмитентов потенциального Волго-Уральского кластера может осуществляться посредством CO₂-трубопровода общей длиной 1300 км (учтена перевозка от эмитентов до центра анализируемого региона по единой сети). Пропускная способность трубопровода соответствует годовой эмиссии в данном регионе, т. е. 40 млн т CO₂/г. По нашей оценке, для таких объемов годовой прокачки углекислого газа будет достаточно внутреннего диаметра трубопровода 300 мм между эмитентами и 400–500 мм для транспортировки диоксида углерода до центра анализируемого региона, а также для участка Магнитогорск — Челябинск.

К примеру, CO₂-трубопровод Central Basin от газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) в Пермском бассейне США протяженностью 232 км при диаметре 410 мм обладает пропускной способностью 27 млн т/г., а диаметр трубопровода Transpetco от месторождения углекислого газа Bravo Dome при протяженности 193 км и пропускной способности 7,3 млн т/г. составляет 320 мм, что соответствует расстоянию и необходимому объему прокачки CO₂ между эмитентами в потенциальном Волго-Уральском кластере. Мы оцениваем капитальные затраты на строительство необходимой инфраструктуры для транспортировки углекислого газа от потенциального кластера до нефтяных месторождений Волго-Уральской НГП в 1,4 млрд долл. США.

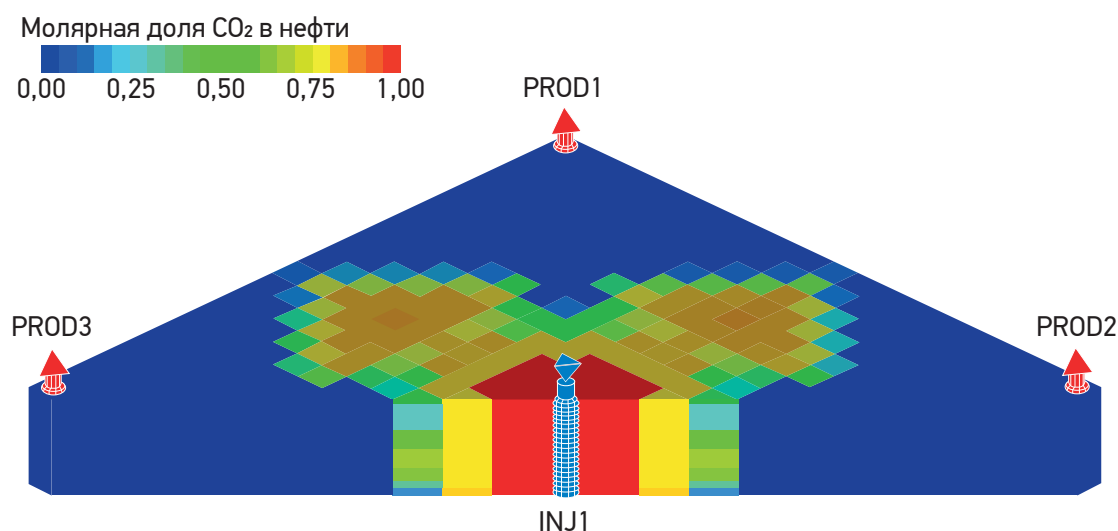
Взаимодействие нефтегазодобывающей, металлургической, нефтеперерабатывающей и химической отраслей промышленности позволит достичь синергетического эффекта в рамках климатической повестки в масштабах региона и снизить инвестиционные издержки.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТОВ СОЗДАНИЯ КЛАСТЕРА CCUS В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

Применяя технологию CCUS, можно не только снизить выбросы углекислого газа и трансграничные пошлины на экспортные товары, но и получить значительный прирост добычи нефти в результате реализации МУН посредством закачки CO₂ в пласт.

Оценка технологического эффекта утилизации CO₂ на месторождениях Волго-Уральской НГП была проведена при помощи трехмерного композиционного гидродинамического моделирования, являющегося лучшей практикой в прогнозировании эффекта применения CO₂-МУН. Разрез модели в 3D визуализации представлен на рисунке 10.

Рисунок 10. Результат гидродинамического моделирования процесса закачки CO₂



Источник: VYGON Consulting

Параметры, используемые при композиционном моделировании, были взяты на основе данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2019 г. без учета высоковязких месторождений (>30 сП) (таблица 2).

Таблица 2

Параметры коллектора и нефти, заданные в гидродинамической модели

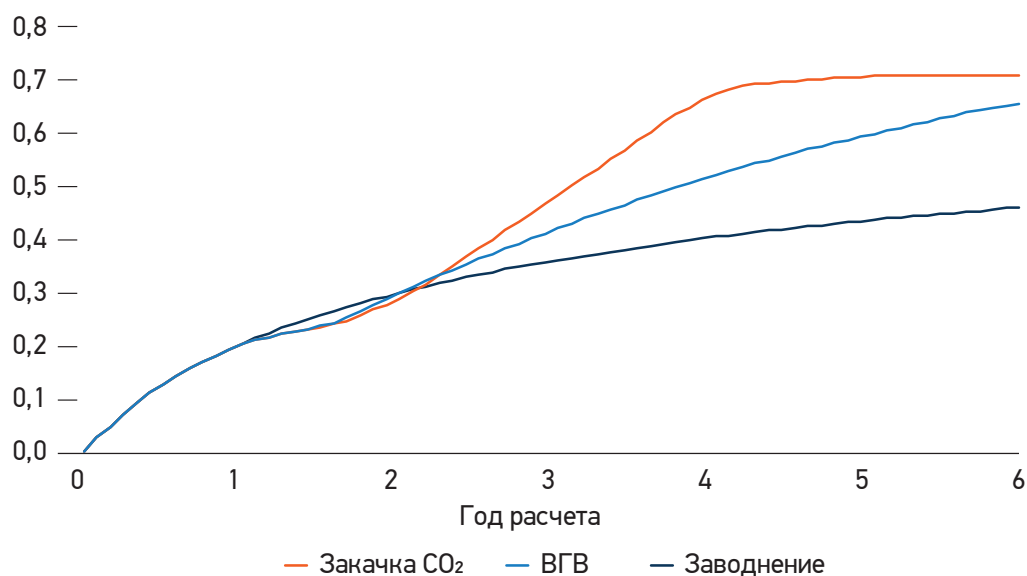
Параметр	Принятое значение
Коллектор	терригенный
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,3
Проницаемость, мД	538
Пористость, д. ед.	0,198
Глубина залегания, м	1 932
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,834
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	11
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,875
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,093
Пластовая температура, °С	30
Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0,471
Текущая обводненность, %	61

Источник: Государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ по состоянию на 01.01.2019 г., VYGON Consulting

Расчеты были выполнены для трех вариантов: базовый (закачка воды), с непрерывной закачкой углекислого газа, с попеременной закачкой углекислого газа и воды (ВГВ). Учет степени выработки запасов проводился за счет постепенного обводнения добывающих скважин нагнетательной при 100%-й компенсации отборов и задания забойного давления в добывающих скважинах на уровне давления насыщения (4 МПа). Переход с закачки воды на один из МУН, исследуемых в данной работе, происходил при достижении 61% обводненности элемента разработки.

В варианте с непрерывной закачкой углекислого газа объем оторочки составлял 4% порового объема на каждый шаг расчета. Для водогазового воздействия был реализован вариант с поочередной закачкой газа и воды с объемом оторочки 3% порового объема. Эффективность при вытеснении углекислым газом достигается за счет снижения остаточной нефтенасыщенности вследствие уменьшения межфазного натяжения между вытесняющим агентом и нефтью, которое сопровождается растворением газа и снижением вязкости нефти. В случае непрерывной закачки диоксида углерода в целевой пласт-коллектор расчетный конечный КИН достигает 0,71 по сравнению с 0,46 в случае закачки воды (заводнение) (Рисунок 11).

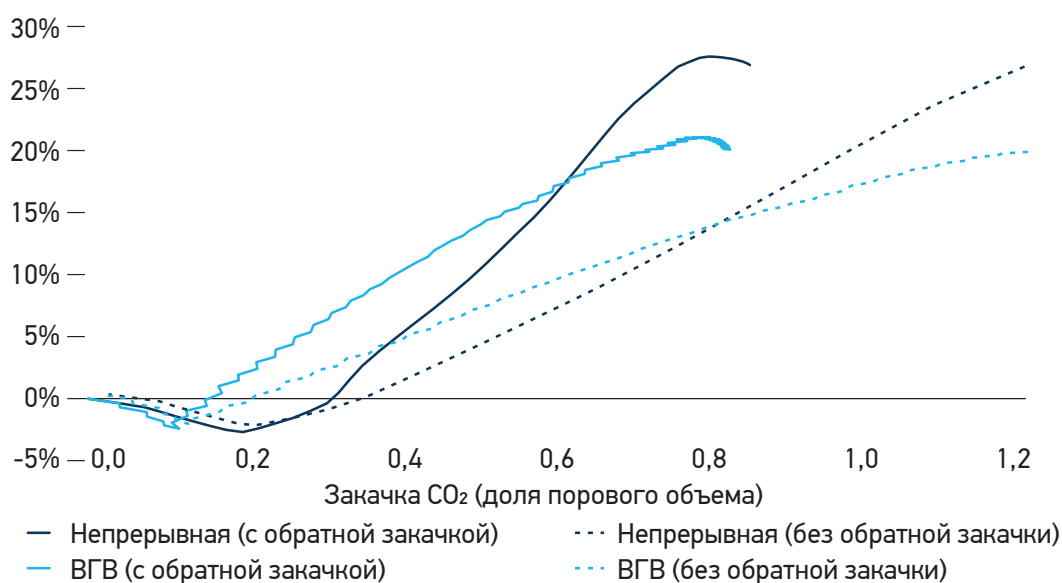
Рисунок 11. Сравнение КИН в зависимости от используемой технологии



Источник: VYGON Consulting

Применение водогазового воздействия дает более высокую эффективность вытеснения нефти относительно непрерывной закачки CO₂ при воздействии малым объемом агента МУН. При реальных объемах закачки диоксида углерода (до 1,0–1,2 поровых объемов без учета обратной закачки) прирост КИН относительно заводнения при непрерывном воздействии CO₂ значительно выше, чем при ВГВ по причине меньшей интенсивности обводнения добывающих скважин. Расчетная динамика прироста КИН относительно заводнения показана на рисунке 12.

Рисунок 12. Прирост КИН относительно заводнения

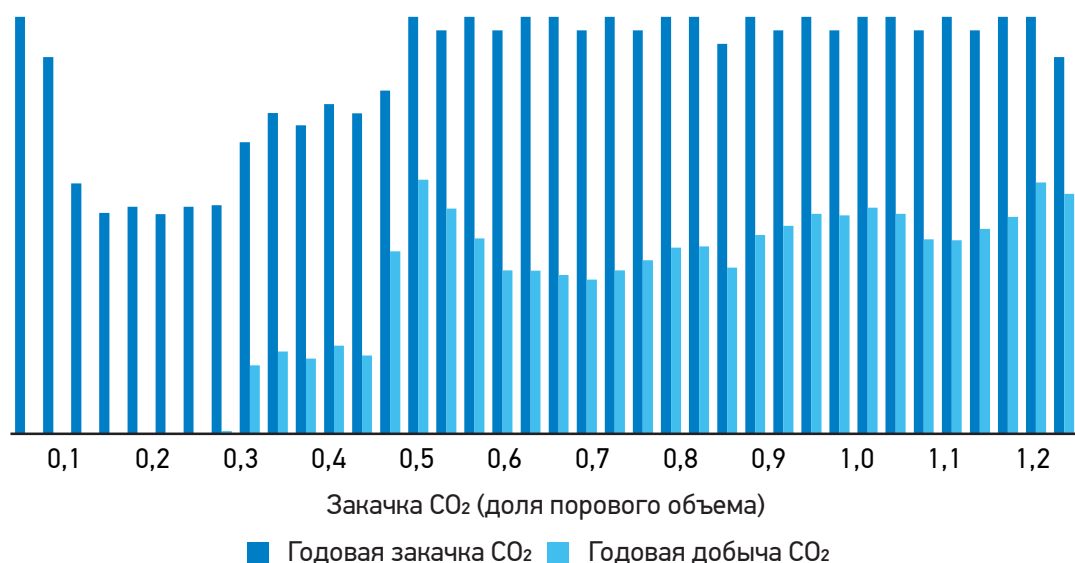


Источник: VYGON Consulting

При утилизации углекислого газа к моменту достижения наибольшего технологического эффекта (1,0–1,2 закачанных поровых объемов) в пласте естественным образом захоранивается (закачка CO₂ минус добыча CO₂) примерно 60% от общего прокаченного объема углекислого газа (Рисунок 13). Добыча углекислого газа отсутствует при малых объемах прокачки, так как фронт нагнетания не доходит до добывающих скважин.

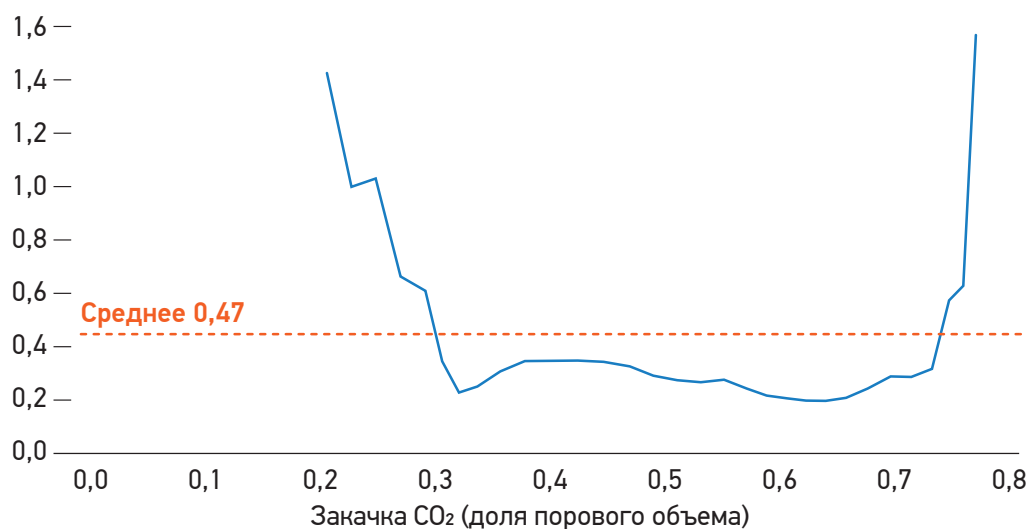
Для снижения затрат и оптимизации использования углекислого газа в качестве МУН целесообразно использовать CO₂ повторно путем обратной закачки в пласт. Для этого углекислый газ сепарруется из добытой нефти, осушается, компримируется и уже в таком виде нагнетается обратно в пласт. В таком случае доля захоронения будет стремиться к 100%. После выработки месторождения и достижения конечного КИН процесс применения МУН может смениться на захоронение, для чего уже будет создана вся необходимая инфраструктура. Решение об использовании каждого резервуара конкретного нефтяного месторождения для целей длительного и надежного хранения диоксида углерода должно быть принято на основании технико-экономической и экологической оценки по итогам периода применения МУН. Как правило, теоретическая емкость коллектора для хранения диоксида углерода кратно выше его потребностей для получения максимального технологического эффекта от МУН, поэтому после выработки залежи в ней можно захоронить значительно большее количество CO₂, чем в период его утилизации, с наименьшими издержками.

Рисунок 13. Соотношение годовой закачки и добычи CO₂



Источник: VYGON Consulting

Эффективность утилизации углекислого газа посредством МУН оценивается на основе коэффициента утилизации (количество CO₂ (в тоннах), использованное для добычи одного дополнительного барреля нефти), который в среднем по модели составляет 0,47 т/барр. (Рисунок 14). Значение коэффициента выходит на плато после достижения фронта CO₂ реагирующих добывающих скважин, для чего требуется примерно 0,3 поровых объемов с учетом обратной закачки.

Рисунок 14. Коэффициент утилизации, т CO₂/барр. дополнительно добытой нефти

Источник: VYGON Consulting

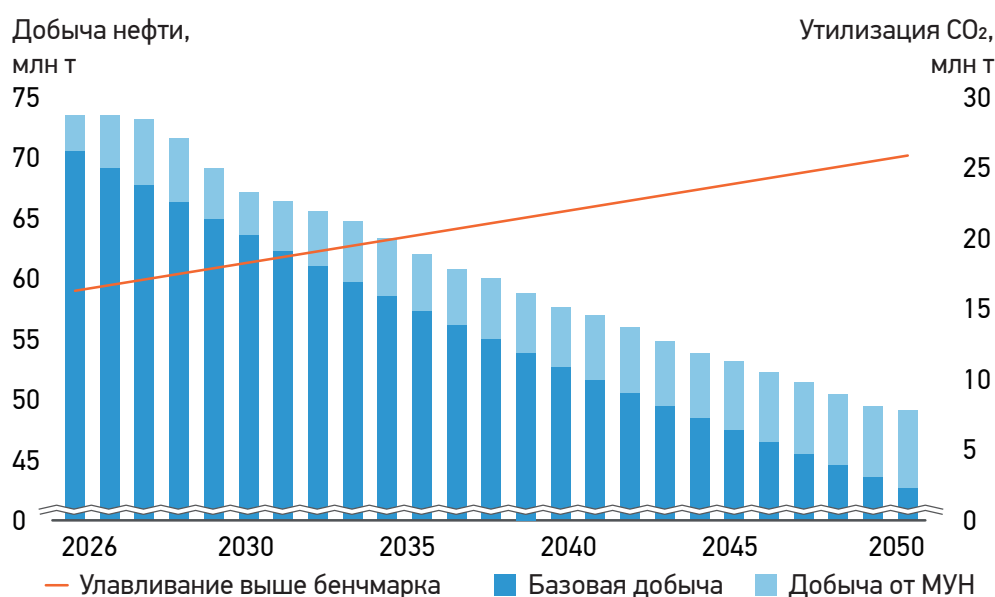
В данном исследовании для расчета эффективности применения проектов CCUS на месторождениях Волго-Уральской НГП использовался технологический эффект от непрерывной закачки CO₂. Он был применен ко всем разрабатываемым подсчетным объектам провинции, удовлетворяющим критериям реализации смешивающегося вытеснения (около 4,5 тыс.) с масштабированием на поровый объем. При этом в качестве агента МУН использовался CO₂, пойманный на предприятиях потенциального Волго-Уральского кластера. В базовом варианте рассматривалось улавливание выбросов выше бенчмарка ЕС, который ужесточается с каждым годом, поэтому в нашей модели для прогноза также было заложено постепенное снижение допустимого уровня выбросов. Уровень выбросов углекислого газа от промышленных предприятий при этом был принят постоянным. Расчет начинается с 2026 г., так как данный год, по нашей оценке, наиболее благоприятный с макроэкономической (ввод платежей от ТУР) и технологической (завершение строительства установок по улавливанию) точек зрения. Результаты расчета представлены на рисунке 15.

Накопленная дополнительная добыча нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи до 2050 г. составила 123 млн т со средней годовой добычей нефти около 5 млн т. Прирост КИН по всей Волго-Уральской НГП относительно расчета с заводнением составил 5%.

Средний коэффициент утилизации CO₂ — 0,6 т/барр., что немногим больше модельного значения по причине разнородности месторождений по геолого-физическим характеристикам. Данный параметр используется для приведения затрат на утилизацию CO₂ на баррель дополнительно добываемой нефти.

Результаты данного расчета согласуются с показателями пилотных испытаний закачки CO₂, проведенными еще в СССР и описанными выше, а также с международным опытом применения CO₂-МУН, что позволяет сделать вывод о достоверной оценке технологического эффекта в масштабах отдельной провинции.

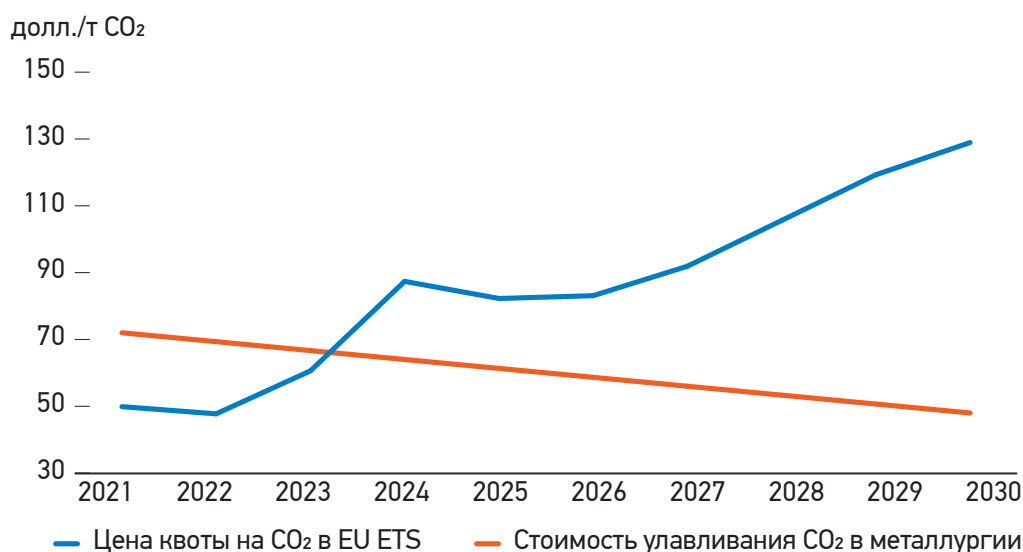
Рисунок 15. Динамика добычи нефти и утилизации CO₂ по годам на примере Волго-Уральской НГП



Источник: VYGON Consulting

При оценке экономического эффекта соблюдались следующие условия: стоимость квоты в рамках EU ETS будет расти вследствие ужесточающихся бенчмарков и достигнет, согласно прогнозу Bloomberg, 129 долл./т CO₂ к 2030 г., а стоимость улавливания, согласно данным японского министерства экономики, торговли и промышленности (METI), сократится как минимум в 1,5 раза. Принятые предпосылки проиллюстрированы на рисунке 16. В качестве прогноза цены на нефть был взят прогноз Минэкономразвития России — 47,5 долл./барр. Urals.

Рисунок 16. Прогноз цены квот в EU ETS и стоимости улавливания по годам

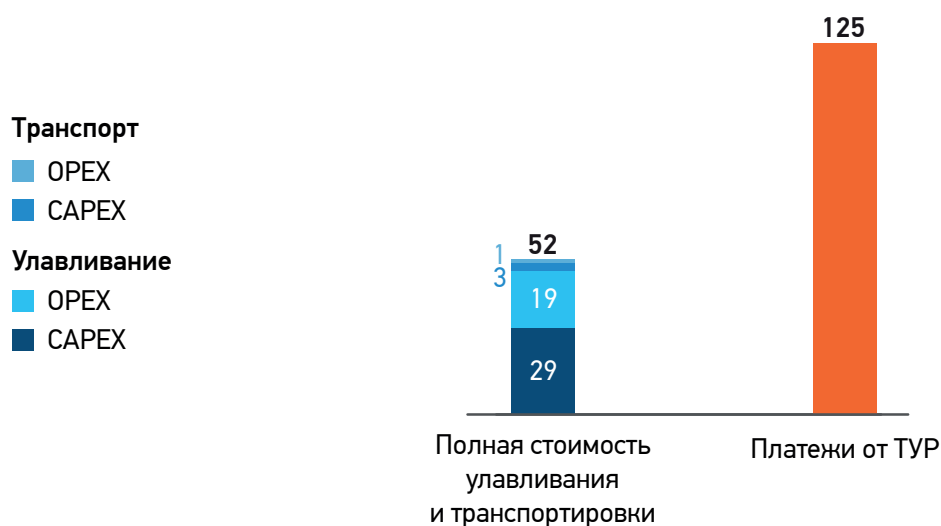


Источник: Bloomberg, МЭА, METI, VYGON Consulting

Исходя из представленного выше рисунка, с 2023 г. улавливать CO₂ будет выгоднее, чем покупать квоты/платить ТУР. При более резком росте цены квот точка пересечения на графике сместится влево, и улавливание CO₂ станет выгоднее уже в ближайшее время.

Предполагается, что все капитальные и операционные затраты по улавливанию и строительству транспортной инфраструктуры эмитенты берут на себя. В данном расчете затраты на строительство трубопроводной системы для транспортировки и распределения углекислого газа составляют 1,4 млрд долл. США. Суммарные требуемые затраты в создание и обеспечение работоспособности кластера по улавливанию и транспортировке углекислого газа до нефтяных месторождений оцениваются нами в 27 млрд долл. США до 2050 г. при среднем объеме улавливания выше бенчмарка 21 млн т CO₂ в год (52 долл./т*21 млн т CO₂/год *25 лет), среди которых 17 млрд долл. США приходится на капитальные затраты (29 долл./т*21 млн т CO₂/год *25 лет+1,4 млрд долл.). Суммарные платежи от ТУР с 2026 по 2050 гг. составят 65,6 млрд долл. США со средней ценой за квоту 125 долл./т CO₂ (65,6 млрд долл./21 млн т CO₂/25 лет). За рассматриваемый период полная стоимость улавливания и транспортировки диоксида углерода более чем в 2 раза ниже прогнозной стоимости квот на выбросы CO₂ (Рисунок 17).

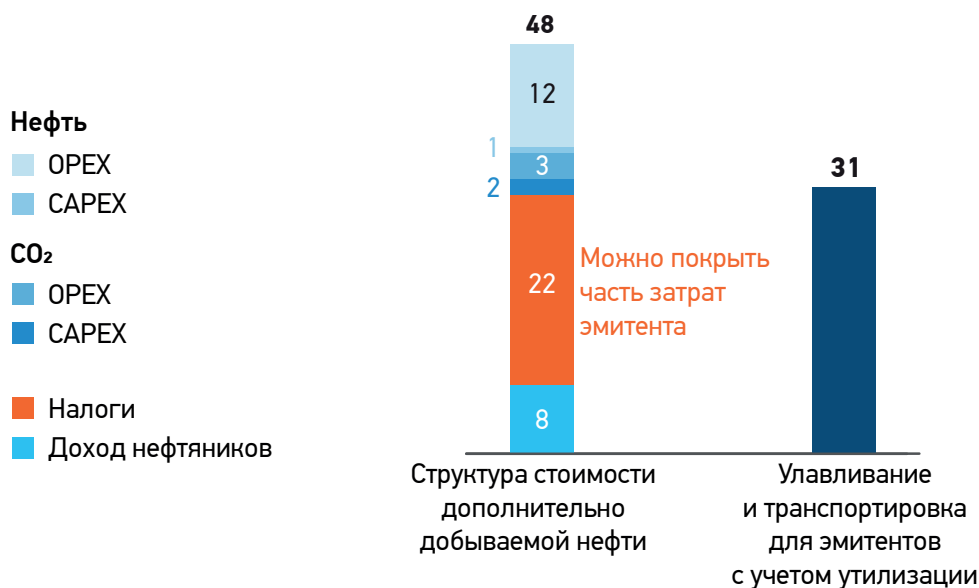
Рисунок 17. Соотношение полной стоимости улавливания в металлургии, транспортировки CO₂ и средних платежей от ТУР за 2026–2050 гг, долл./т CO₂



Источник: МЭА, METI, Bloomberg, Shell, VYGON Consulting

Разрабатываемые месторождения уже обладают практически всей необходимой инфраструктурой и не требуют существенных капитальных затрат. По нашей оценке, дополнительные затраты на операции с CO₂ на нефтяном месторождении, включая мониторинг утечек, могут составить 5,2 долл./барр. Для эмитентов полная стоимость улавливания и транспортировки углекислого газа для добычи дополнительного барреля нефти с учетом коэффициента утилизации составит $52 \text{ долл./т CO}_2 * 0,6 \text{ т CO}_2/\text{барр.} = 31 \text{ долл./барр.}$ (Рисунок 18).

Рисунок 18. Сопоставление структуры полной стоимости дополнительно добываемой нефти от CO₂-МУН и полной стоимости улавливания и транспортировки для эмитентов, долл./барр.



Источник: Министерство энергетики РФ, Shell, Zero Emissions Platform, IEAGHG, VYGON Consulting

С целью стимулирования запуска новых проектов CCUS и повышения их конкурентоспособности среди других систем, использующих прочие технологии сокращения или поглощения выбросов парниковых газов, возможно перераспределение денежного дохода государства от реализации дополнительно добытой нефти в пользу эмитентов (22 долл./барр. доход государства от налоговых поступлений). Однако, субсидирования эмитентов даже за счет всех дополнительных налогов недостаточно, т. к. их затраты составляют 31 долл./барр. дополнительно добытой нефти. Таким образом, необходимая дополнительная поддержка государства оценивается в размере 9 долл./барр. дополнительной добычи нефти или 24 млрд руб. в год (5 млн т/г. дополнительная добыча, умноженная на 9 долл./барр. субсидии, коэффициент баррелизации 7,3 и курс рубля 73,8 руб./долл.). Данная мера позволит снизить накопленную эмиссию CO₂ в атмосферу на 0,53 Гт до 2050 г. или около 21 млн т ежегодно. Средняя стоимость сокращения выбросов в таком случае составит всего 1100 руб./т CO₂ или 15 долл./т CO₂.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИРОДНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОГЛОЩАЮЩИХ СИСТЕМ

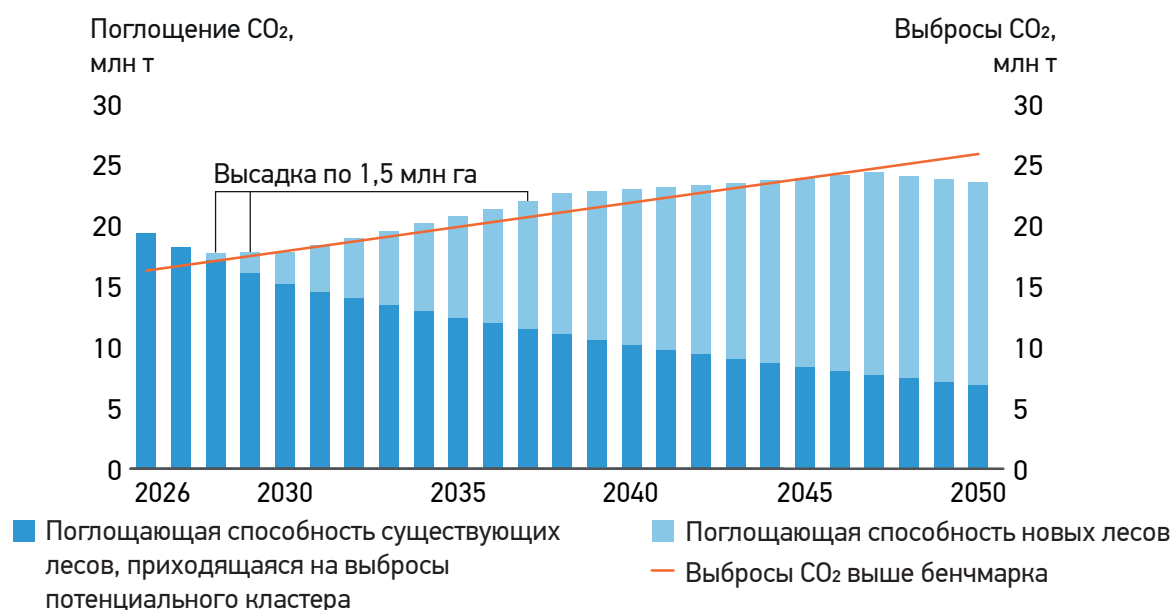
Другим популярным подходом к сокращению выбросов CO₂ является увеличение поглощающей способности природных систем: борьба с пожарами, осушением болот, создание карбоновых ферм и другие. Им уделяется особое внимание в нашей стране, что вполне закономерно: по площади лесов РФ занимает первое место в мире (20% от общемировых). Естественные стоки нашей страны, включая леса, обладают поглощающей способностью в 0,6 млрд т CO₂/г. или около 27% от всех выбросов парниковых газов, генерируемых Россией. Признание российских лесов стоком CO₂ и включение их в гармонизированную с EU ETS систему учета поглотителей парниковых газов является одной из первостепенных задач внешней политики России в рамках климатической повестки.

Однако, согласно Минэкономразвития России и данным Кадастра, поглощающая способность существующих российских лесов имеет тенденцию к ежегодному снижению на 4–6% в год. Более того, требуется дополнительная инвентаризация и привязка к конкретным эмитентам-экспортерам, что на данный момент представляется довольно трудоемкой задачей даже с учетом средств космического мониторинга.

Поглощающая способность новых российских лесов имеет невысокое значение в силу климатогеографических и других причин. Кроме того, деревья обретают максимальную поглощающую способность не сразу, а по мере роста: по данным ФГБУ Рослесинфорг, поглощающая способность самого распространенного российского дерева — лиственницы (34% площади всего лесного массива РФ) — на пике не превышает 3,7 т CO₂/га/г. и достигается за десятилетний срок. Стоит отметить, что для осуществления долговременного хранения углекислый газ из данных лесов не должен быть возвращен обратно в атмосферу: прежде всего, деревья, как и продукты их обработки, не должны использоваться в качестве топлива.

Представляется интересным провести сравнение проектов CCUS и проектов лесных ферм. На рисунке 19 представлен наиболее благоприятный сценарий, в котором учитывается поглощающая способность существующих и новых лесов. В качестве базового дерева взята лиственница по причине наибольшего распространения в РФ. Согласно расчету, для компенсации выбросов углекислого газа, превышающих выбросы по бенчмарку, потребуется высадка деревьев на площади 4,5 млн га.

Рисунок 19. Поглощающая способность лесов, необходимая для компенсации выбросов выше бенчмарка от потенциального Волго-Уральского кластера

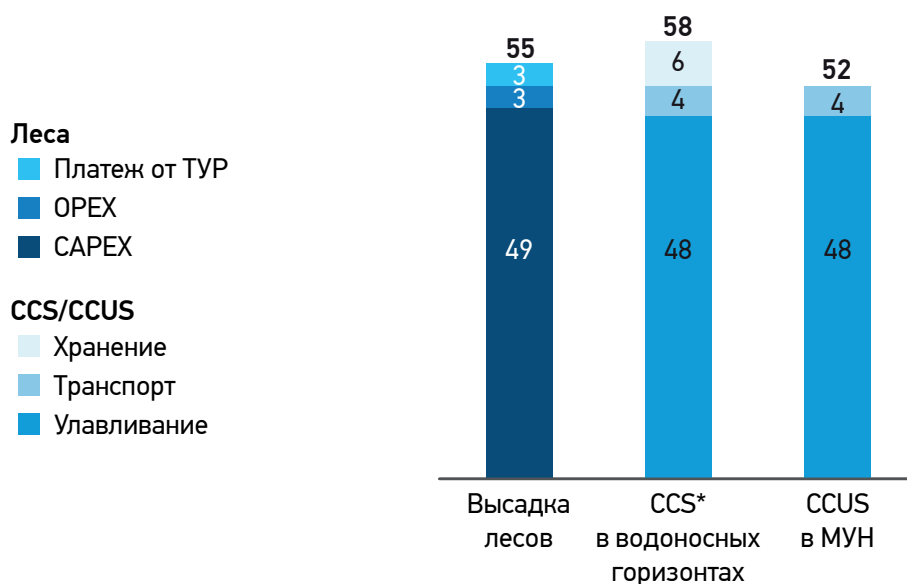


Источник: ФГБУ Рослесинфорг, Минэкономразвития России, Национальный доклад о Кадастре 2021, VYGON Consulting

В расчете скомпенсированы не все выбросы выше бенчмарка, так как в отдельные годы выгоднее платить ТУР, чем высаживать новые леса. Основными издержками при лесонасаждении являются капитальные затраты: около 200 тыс. руб. требуется для высадки одного гектара нового леса. Сравнение полной стоимости улавливания приведено на рисунке 20.

Полные затраты на улавливание и захоронение в водоносных горизонтах сопоставимы с высадкой лиственницы на временном отрезке в 25 лет. При утилизации пойманного CO₂ в МУН затраты, связанные с закачкой CO₂, перекладываются с эмитента на нефтедобывающее предприятие, и в этом случае они ниже, чем в водоносных горизонтах из-за наличия действующей инфраструктуры. Стимулирование таких проектов за счет дополнительных нефтегазовых доходов бюджета позволит стать значительно эффективнее высадки новых лесов для митигации выбросов в Охватах 1 и 2.

Рисунок 20. Сравнение полной стоимости сокращения выбросов CO₂ в зависимости от типа проекта для эмитента, долл./т CO₂



* CCS (Carbon Capture and Storage) — улавливание CO₂ и захоронение в водоносных горизонтах
 Источник: ФГБУ Рослесинфорг, Zero Emissions Platform, IEAGHG, VYGON Consulting

Следует отметить, что на сегодняшний день именно климатические проекты, к которым относятся и леса, способны с минимальными издержками поглощать выбросы от конечного использования углеводородов. Согласно нашим расчетам⁷, именно на конечное потребление приходится около 90% суммарной эмиссии на всем жизненном цикле российских углеводородов. Исходя из вышесказанного, а также из анализа роста популярности продуктов, произведенных с соблюдением целей устойчивого развития ООН, можно сделать вывод, что помимо снижения углеродо- и метаноинтенсивности в производственных процессах нефтегазодобывающим компаниям было бы разумно развивать природные проекты улавливания CO₂ с целью предложения потребителям продуктов с компенсированными выбросами. В свете этого логичными выглядят предложения по инвестированию в локальные климатические проекты с высокой улавливающей способностью: высадка павловний, создание водорослевых ферм и др.

⁷ См. исследование VYGON Consulting «Евро ТУР: цена вопроса», июнь 2021 г.

МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТОВ CCUS В РОССИИ

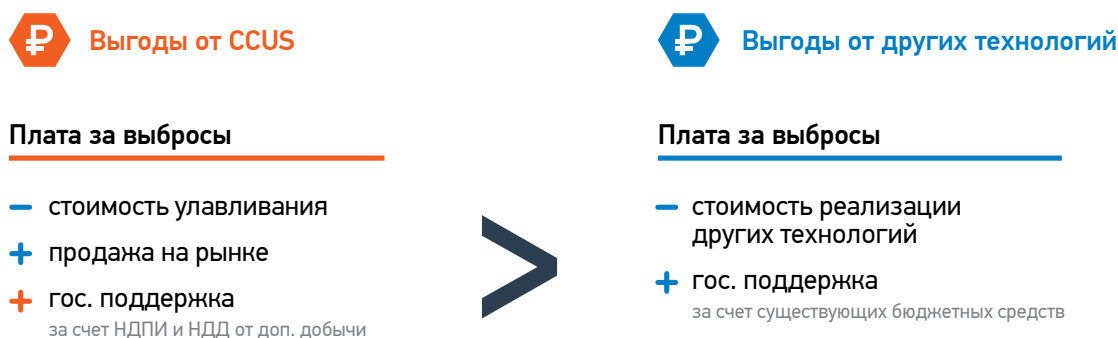
ОБЗОР РИСКОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ CCUS

На сегодняшний день реализация проектов CCUS остается рискованным предприятием. Согласно данным Global CCS Institute, выделяются следующие основные риски: экономический (эффективность монетизации CO₂), управленческий (межотраслевое взаимодействие), технологический (возможность утечек CO₂) и связанная с ним потребность в дополнительном правовом регулировании. Помимо указанных присутствует также и политический риск — учет ЕС отечественных систем улавливания. Рассмотрим подробнее механизмы минимизации каждого из рисков. Экономический и технологический риски признаются нами наиболее существенными, поэтому их мы рассмотрим подробнее.

Эффективность монетизации CO₂

Данный риск во многом связан с отсутствием значимых экономических стимулов для развития проектов CCUS. Очевидно, что в случае введения внешнего углеродного регулирования цена на выбросы должна быть больше стоимости улавливания, а выгоды от улавливания должны быть сопоставимы с выгодами от применения других технологий, направленных на сокращение выбросов. К возможной выгоде от улавливания можно отнести последующую продажу CO₂ для его утилизации с целью МУН. Упрощенная схема начальных условий для принятия решения о внедрении CCUS представлена на рисунке 21.

Рисунок 21. Схема принятия решений при реализации проектов CCUS



Источник: VYGON Consulting

На текущий момент продажа на рынке CO₂ для нужд МУН более всего распространена в США. Средняя стоимость продажи в этом случае привязана к стоимости барреля нефти и, по данным исследователей из университета Принстона⁸, составляет от нее около 40% за тонну. С учетом посчитанного коэффициента утилизации в структуре стоимости барреля нефти затраты на покупку уловленного углекислого газа составят 24% (11,4 долл./барр. при цене 47,5 долл./барр.), что безусловно составляет существенную часть затрат на добычу нефти и делает применение данного МУН крайне дорогостоящим мероприятием при рассматриваемой цене на нефть и текущих фискальных условиях.

Очевидно, что в случае реализации МУН как с опцией покупки CO₂ у эмитентов, так и без нее, необходимы дополнительные меры поддержки со стороны государства, позволяющие учесть эффект от дополнительной добычи нефти и роста затрат на строительство инфраструктуры и операций с CO₂ на месторождении. Оптимальным решением здесь видится перевод таких объектов на режим НДС.

Однако, даже в случае получения дополнительного дохода от продажи эмитенту может быть невыгодно заниматься улавливанием. По этой причине необходима стимулирующая мера, направленная на все отрасли. Обращаясь к международному опыту, можно подробнее рассмотреть упомянутую ранее инициативу 45Q IRS — вычет по налогу на прибыль для предприятий, осуществляющих захоронение или утилизацию CO₂ с целью МУН. Данная инициатива, запущенная в 2008 г., претерпела значительные изменения в части величины вычета в 2018 г. и считается одной из самых продвинутых инициатив в части поддержки проектов CCUS. В первоначальной редакции размер вычета составлял 20 долл./т при захоронении в водоносные горизонты и 10 долл./т при утилизации в МУН. В редакции 2018 г. размер вычета увеличили до 28 и 17 долл./т CO₂ соответственно. Кроме того, до 2026 г. размер вычета будет линейно увеличиваться до значений в 50 и 35 долл./т CO₂. Данный вычет предоставляется на 12 лет с момента ввода в эксплуатацию установки по улавливанию.

Рассматривая случай возмещения части затрат на улавливание за счет дополнительных нефтегазовых доходов, становится очевидным, что такой вычет находится в прямой зависимости от цены на нефть и в обратной от коэффициента утилизации. Нами

⁸ Ryan W. J. Edwards and Michael A. Celia, *Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States* — <https://www.pnas.org/content/pnas/115/38/E8815.full.pdf>

предлагается следующая формула для определения размера вычета из налога на прибыль:

$$\text{Вычет за тонну} = Ц * P * K_{\text{доля}} * K_{\text{CO}_2} / K_{\text{утил}},$$

где C — цена нефти Urals, долл./барр.

P — курс рубля, руб./долл.

$K_{\text{доля}}$ — средняя доля налогов в структуре стоимости нефти
Расчетный параметр, должен утверждаться регулирующими органами, ориентировочная на текущий момент величина 0,4–0,6.

K_{CO_2} — коэффициент вычета. Коэффициент, принимающий значения от 0 до 1 и устанавливающий размер вычета. При этом данный вычет должен учитывать минимальную стоимость улавливания для каждой отрасли, минимальную цену прокачки по транспортной системе и среднюю цену продажи CO₂ для нужд МУН. Исходя из минимальной стоимости улавливания в 20 долл./т, средней стоимости прокачки в 8 долл./т и средней стоимости покупки в 5 долл./т, величина коэффициента составит: $1 - 5/28 = 0,82$.

$K_{\text{утил}}$ — средняя утилизация CO₂, т/барр. Данный технологический параметр должен утверждаться надзорными органами при рассмотрении проектного документа на разработку месторождений с применением технологии CO₂-МУН.

Межотраслевое взаимодействие

Вертикальная интеграция в контексте проектов CCUS позволяет осуществлять динамическое планирование и перераспределение CO₂ от источника до места утилизации по требованию. В случае взаимодействия различных отраслей такая гибкость может отсутствовать, что в конечном итоге приведет к нарушению цепочки поставок и поставит под вопрос целесообразность осуществления проекта. Одним из вариантов митигации данного риска может быть создание государственной компании, осуществляющей трубопроводный транспорт и кратковременное хранение диоксида углерода в хабах с целью его перераспределения. Монетизация деятельности данной компании возможна посредством установления тарифов на прокачку CO₂.

Учет ЕС отечественных систем улавливания

Проекты CCUS признаются одним из основных инструментов снижения выбросов в углеродоинтенсивных отраслях: фонд инноваций EU ETS признает проекты CCS одной из 4 областей своего интереса и выделяет им финансовую поддержку⁹. Для снятия данного риска необходима гармонизация отечественной системы учета выбросов парниковых газов и стоков с аналогичной системой в ЕС, а также осуществление качественного мониторинга технологических и геологических утечек.

Утечки углекислого газа

Утечки CO₂ являются одним из самых изучаемых рисков при рассмотрении проектов CCUS. При этом утечки условно можно разделить на две группы: техногенные, происходящие при улавливании/транспортировке и геологические, происходящие при миграции из коллектора в недрах. Регулирование обращения с утечками первой группы в настоящее время частично проводит Ростехнадзор при проверках предприятий нефтегазохимии и нефтепереработки. Для контроля утечек в данной группе требуется дополнительное согласование мер по мониторингу, согласно стандартам ЕС.

Кроме того, на текущий момент в России отсутствует система нормативных правовых актов, которая бы определяла порядок выбора месторасположения и строительства подземных объектов для геологического хранения, правила мониторинга возможных утечек, ответственность в случае выбросов CO₂ и т. д. Учитывая перспективность CCUS для России, правильно было бы выделить его в отдельный вид пользования недрами со своими подзаконными актами. Также в законодательстве отсутствуют правила промышленной безопасности для таких объектов, не определены финансовые механизмы страхования ответственности и многое другое.

Способность долговременного хранения CO₂ в геологических формациях вызывает наибольшее количество вопросов в контексте утечек. Экспертный совет R&D программы по парниковым газам МЭА (IEAGHG) выделяет 52 технологии мониторинга утечек, большинство из которых является хорошо изученными в силу их активного применения при разведке и разработке месторождений углеводородного сырья и в других отраслях. На текущий момент эксперты оценивают стоимость геологического мониторинга в 1–4 млн долл. в год для проекта с потенциалом захоронения в 1 млн т CO₂/г., причем при росте масштаба проек-

⁹ EU Innovation Fund — https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund/ccs_en

**ГАРМОНИЗАЦИЯ
КЛАССИФИКАЦИЙ
ЗАПАСОВ С УЧЕТОМ
ЦЕЛЕЙ УСТОЙЧИВОГО
РАЗВИТИЯ ООН**

тов удельная цена мониторинга снижается. Кроме того, затраты на мониторинг могут быть снижены за счет выбора наименее рискованной геологической структуры для захоронения диоксида углерода. Для определения степени рискованности структуры необходимо провести инвентаризацию всех подходящих коллекторов с целью оценки их пригодности для длительного хранения CO₂. В рамках оценки проектов CO₂-МУН видится возможным объединение результатов данной инвентаризации с действующими классификациями запасов и ресурсов углеводородного сырья.

В условиях усиления ESG повестки, базирующейся на целях устойчивого развития ООН (ЦУР ООН), компаниям при принятии решения об инвестировании необходимо обращать внимание на экологические и социальные аспекты реализации того или иного проекта. Важнейшим экологическим показателем деятельности компании является применяемая ею система управления выбросами парниковых газов. Метрикой такой системы может служить углеродный след, связанный с производством и потреблением выпускаемой продукции.

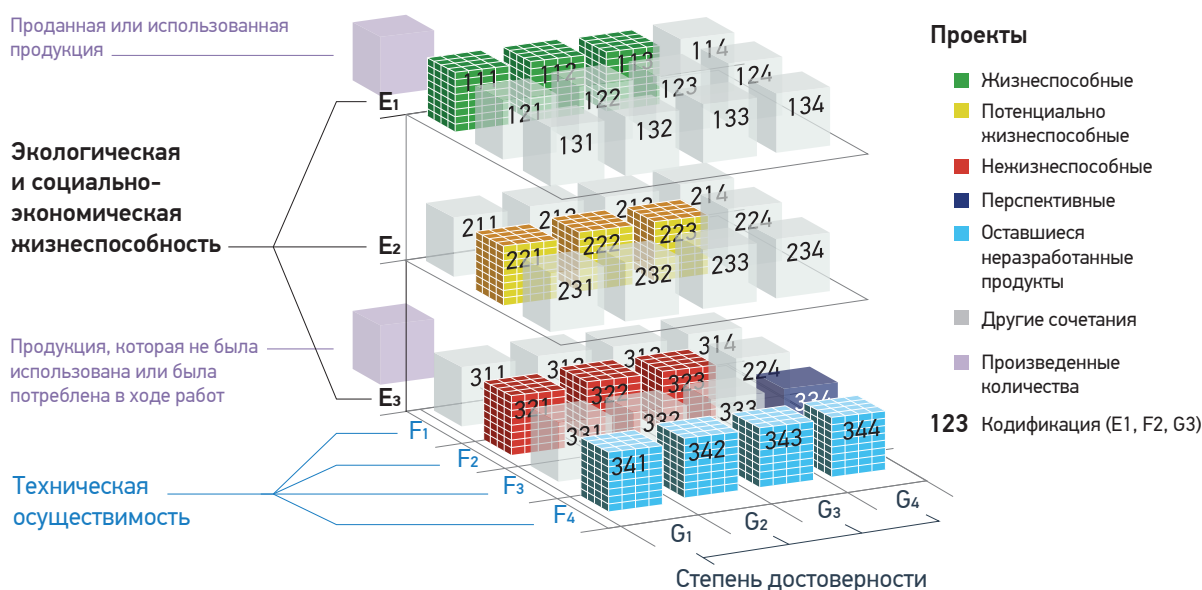
В контексте реализации проектов CO₂-МУН или проектов захоронения наибольший интерес для нефтегазовых компаний будет представлять предполагаемый объем захороненного диоксида углерода, а также располагаемый объем хранилищ. Для нужд захоронения углекислого газа в водоносные горизонты необходима разработка классификации запасов и условий новых видов недропользования. Для проектов по утилизации CO₂ (МУН) требуется доработка существующей нормативно-правовой базы в соответствии с ЦУР ООН.

В 2017 г. Общество инженеров нефтяников (SPE) опубликовало свою версию системы управления ресурсами, адаптированную для хранения CO₂ — Систему управления ресурсами хранения (SPE-SRMS) на основе SPE-PRMS. Данная классификация базируется на трех основополагающих критериях — коммерческой целесообразности, зрелости актива и степени достоверности оценки. В 2019 г. ЕЭК ООН на похожих критериях подготовила обновленную версию Рамочной системы классификации ресурсов Организации Объединенных Наций (РКООН), которая также охватывает не только нефтегазовые проекты, но и проекты по закачке диоксида углерода в целях хранения.

Существенное отличие SRMS от РКООН в том, что в РКООН первый критерий охватывает не только экономическую, но и эколого-социальную осуществимость (ось Е, рисунок 22), что является закономерным ответом на публикацию ЦУР ООН в 2015 году.

Только при удовлетворении всем условиям реализации проект может считаться коммерческим. Примером социально-экономической осуществимости как раз-таки и является допустимый углеродный след при реализации проекта. В случае возникновения утечек запасы получают более низкую классификацию по оси E и переводятся из разряда коммерческих в разряд потенциально жизнеспособных или и вовсе нежизнеспособных.

Рисунок 22. Рамочная классификация ООН



Источник: ЕЭК ООН

Геологические объемы, в которых хранение невозможно, могут стать пригодными для этого в будущем по мере изменения технологических, экологических и социально-экономических условий. Однако, часть из них, возможно, никогда не будет вовлечена в разработку в силу физических и/или экологических и социально-экономических ограничений. В РКООН помимо категорий есть также подкатегории, которые позволяют составлять различные комбинации для каждого отдельного проекта, создавая подклассы. Например, категория E1 (подтверждена экологическая и социально-экономическая жизнеспособность проекта) подразделяется на подкатегории E1.1 (исходя из текущих условий проект жизнеспособен с экологической, социальной и экономической точек зрения) и E1.2 (исходя из текущих условий проект не жизнеспособен с экологической, социальной и экономической точек зрения, но становится таковым в случае выделения государственных субсидий и/или действия других факторов).

При создании классификации для целей хранения, а также доработке действующей классификации для CO₂-МУН следует про-

вести гармонизацию подходов с РКООН, учитывающей параметр экологической и социально-экономической жизнеспособности проекта. Следует отметить, что в России уже имеется опыт в проведении соответствия новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (НКЗ) с предыдущей редакцией РКООН 2009 года: был создан связующий документ для перевода запасов из НКЗ в РКООН, проводились пилотные работы по конвертации. Однако, данный связующий документ, как уже было сказано выше, основан на устаревшей версии 2009 года и не учитывает появление в мировой экономике ESG критериев.

Метрики ЦУР ООН позволят создать систему не просто рационального, но и устойчивого управления ресурсами и запасами нефти и газа в России:

- НКЗ, гармонизированная с РКООН, имеет более высокие шансы признания наших проектов в ЕС и, как следствие, приведет к меньшим потенциальным платежам от ТУР;
- Учет углеродного следа позволит создать основу для принятия решений при зеленом финансировании в проекты CO₂-МУН и захоронения;
- Влияние экологического критерия при выборе хранилища позволит корректно оценить доступный объем для закачки и избежать потенциальных утечек.

Также следует отметить, что западные банки уже сейчас вводят ограничения по финансированию углеродоемких проектов. Российская классификация ресурсов и запасов углеводородного сырья и CO₂, основанная на учете углеродного следа и гармонизированная с РКООН, должна стать базисом для оценки проектов с целью внешнего финансирования.

Пунктом 3 раздела 1 Плана мероприятий по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, утвержденного Председателем Правительства Российской (от 25 января 2019 №598п-П9) предусмотрено формирование основ национальной системы оценки и аудита запасов углеводородного сырья — или национальной системы аудита запасов. С учетом современных тенденций, очевидно, что она также должна базироваться на классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья и хранилищ CO₂.

Поэтому критически важным представляется решение задачи обновления российской классификации в соответствии с ESG повесткой, и начинать решать эту задачу нужно уже сегодня.

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».



VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 3-й подъезд, офис 1608-1610

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>