

Нефтегазовая отрасль  
СНГ и глобальная  
климатическая  
повестка

Взгляд в будущее сквозь  
призму долгосрочной ценности

The EY logo consists of the letters 'EY' in a bold, black, sans-serif font. A yellow triangle is positioned above the 'Y', pointing to the right.

Совершенствуя бизнес,  
улучшаем мир

# Содержание

Ответ мирового сообщества на новые риски климатических катастроф	2
Рост внимания инвесторов и кредиторов к ESG-факторам	6
Климатический удар по мировому ТЭК	7
Эволюция нефтегазовых «китов»	10
Перспективы декарбонизации нефтегазового сектора СНГ	18
Переход от краткосрочной акционерной прибыли к долгосрочной ценности	25

В новом тысячелетии с каждым годом нарастает накал дискуссии об изменении климата. Этому способствует распространение природных катаклизмов – от штормов и ливней до аномальной жары, приводящей к пожарам. В период с 2000 по 2019 г. Бюро ООН зарегистрировало во всем мире 7348 крупных природных катастроф (почти вдвое больше, чем за 1980–1999 гг.). Только в 2017 г. впервые за более чем 100 лет силу ураганов приобрели десять тропических штормов, сформировавшихся в Атлантике (включая «Марию» в Пуэрто-Рико скоростью 280 км/ч), что часто связывают с ростом концентрации CO<sub>2</sub> в атмосфере. А масштабные лесные пожары в Австралии за сезон 2019–2020 гг. привели к гибели более 3 млрд животных.

В результате в 2020 г. термин «энергопереход» стал употребляться так же часто, как вездесущая «пандемия», которая привела к промышленному спаду и сокращению выбросов диоксида углерода на 5,8% год к году. Но при этом наблюдающаяся сейчас рекордная концентрация парниковых газов соответствует той, что была на Земле 3–5 млн лет назад (хотя тогда температура воздуха была выше на 2–3°C, а уровень моря – на 10–20 м), и превосходит показатель доиндустриального периода на 148%<sup>1</sup>.

Для того чтобы замедлить процесс глобального потепления и сократить объемы выбросов парниковых газов в атмосферу, многие страны сейчас заявляют о намерении добиться углеродной нейтральности к середине века. Это вовсе не означает полного отсутствия эмиссии, а предполагает, что выбросы углекислого газа не будут превышать объемов, поглощаемых океанами и лесами. И одной из основных задач, стоящих на этом пути, является постепенная замена ископаемых топлив, таких как нефть и газ, на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Уже сейчас во многих регионах достигнут ценовой паритет солнечной и ветровой генерации с газовой, наблюдается ускорение электрификации транспорта, вводятся сборы за переработанный пластик (например, 800 евро за тонну в ЕС с начала 2021 г.<sup>2</sup>), а офисные пространства создают с расчетом на естественное дневное освещение.

До пандемии COVID-19 контуры энергетического перехода на низкоуглеродные источники энергии в Европе и Северной Америке только начали вырисовываться и считалось, что снижение потребления углеводородного сырья в этих регионах будет компенсировано Азией. Однако пополнение рядов стран, планирующих достигнуть углеродной нейтральности к середине века, за счет Китая, Японии и Южной Кореи несколько спутало стратегические и экономические расчеты.

Складывающаяся на мировой арене ситуация создает значительные риски для стран СНГ, бюджет которых существенно зависит от нефтегазовых доходов. Например, в доковидном 2019 г. в России они составляли 39%<sup>3</sup> от всех поступлений, в Казахстане – 44%<sup>4</sup>, а в Азербайджане – около 60%<sup>5</sup>.

При этом рост интереса к механизмам углеродного регулирования импорта (например, планируемое в ЕС трансграничное углеродное регулирование) затрагивает и другие отрасли экономики стран СНГ, которые являются потребителями углеводородного сырья (как в качестве топлива, так и в виде электро- и теплоэнергии), что оказывает влияние на углеродный след их продукции и, соответственно, на уровень дополнительных затрат.

Сможет ли нефтегазовый сектор стран СНГ остаться значимой частью мировой энергосистемы в условиях меняющейся модели рынка? Что делать компаниям, дабы сохранить денежные потоки и интерес инвесторов? Каким путем пойти в процессе декарбонизации? Именно на эти вопросы мы попробуем ответить в данном исследовании.

<sup>1</sup> <https://public.wmo.int/en/media/press-release/carbon-dioxide-levels-continue-record-levels-despite-covid-19-lockdown>

<sup>2</sup> [https://www.ey.com/en\\_gl/tax-alerts/belgium-implements-eu-plastics-tax-measures](https://www.ey.com/en_gl/tax-alerts/belgium-implements-eu-plastics-tax-measures)

<sup>3</sup> [https://www.minfin.ru/common/upload/library/2020/03/main/Ispolnenie\\_FB\\_RF\\_za\\_2019\\_god\\_predv.itogi.pdf](https://www.minfin.ru/common/upload/library/2020/03/main/Ispolnenie_FB_RF_za_2019_god_predv.itogi.pdf)

<sup>4</sup> [https://forbes.kz/process/energetics/44\\_gosudarstvennogo\\_byudjeta\\_kazahstana\\_formiruet\\_neftegazovyy\\_sektor/](https://forbes.kz/process/energetics/44_gosudarstvennogo_byudjeta_kazahstana_formiruet_neftegazovyy_sektor/)

<sup>5</sup> <https://ru.crudeaccountability.org/azerbaijan-sofaz/>

# Ответ мирового сообщества на новые риски климатических катастроф

На сегодняшний день уже мало кто отрицает, что мы находимся в тренде глобального потепления и должны с этим жить. Если не предпринимать никаких действий, то к концу столетия температура может вырасти на 3–5°C, что приведет не только к повышению уровня моря, но и к таким экстремальным явлениям, как засуха, жара, проливные дожди. В масштабах планеты это может стоить 30% ВВП ежегодно (хотя для разных стран последствия будут отличаться), а 2–3 млрд человек могут оказаться в непригодных для жизни условиях.

Нельзя сказать, что проблема изменения климата для СНГ не актуальна, особенно с учетом сохранения высокого уровня выбросов парниковых газов. Например, в России в силу географического положения среднегодовая температура растет в 2,5 раза быстрее, чем по миру, а в Арктике – в четыре раза быстрее. По оценкам Всемирного фонда дикой природы, к концу столетия ледники Кавказа и Дальнего Востока сократятся на 75%, Центральной Европы – на 80%, а Центральной Азии – на 50%. Тот же Эльбрус за последние 20 лет уже потерял 23% ледниковой массы. Помимо этого, даже согласно консервативным сценариям 25% инфраструктуры северных городов России может быть разрушено уже к 2050 г.

Казахстан же может столкнуться с нехваткой водных ресурсов: значительное сокращение природного водоснабжения усугубит хронический дефицит воды и усилит конкуренцию за нее между секторами<sup>6</sup>. А в Азербайджане изменение климата грозит сельскому хозяйству, которому уже сейчас отсутствие осадков во время посевного сезона создает серьезные трудности<sup>7</sup>.

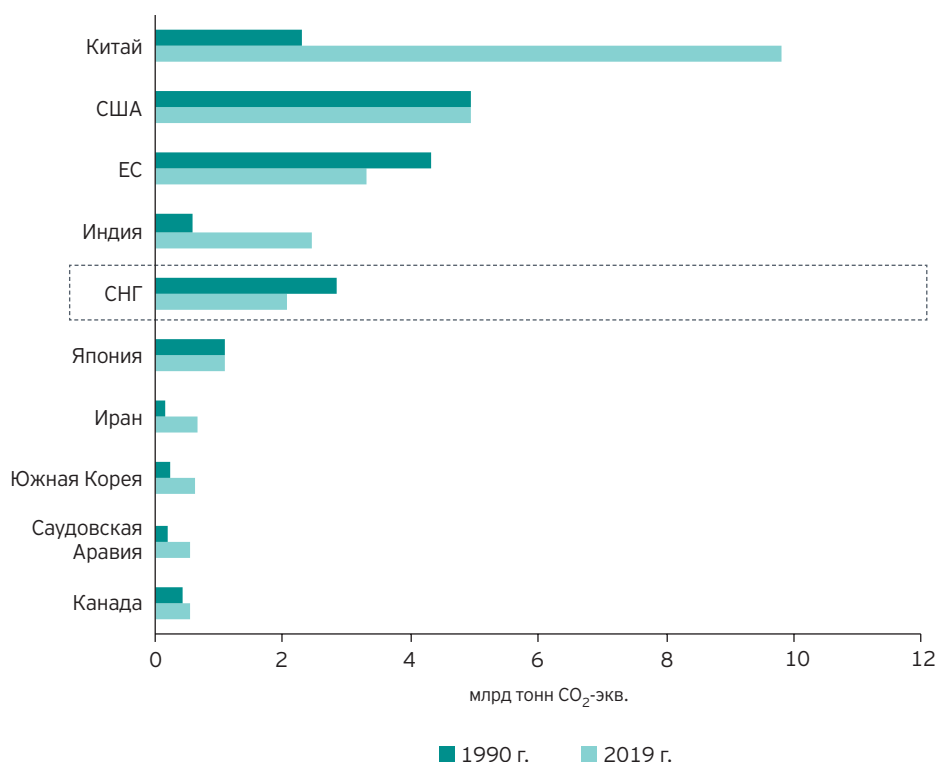
В совокупности страны СНГ выбрасывают в атмосферу около 2 млрд тонн CO<sub>2</sub>-экв., что приблизительно составляет 6% общемировых объемов<sup>8</sup>.

При этом порядка 75% эмиссии содружества приходится на Россию, у которой, в свою очередь, есть значительный потенциал по сокращению выбросов парниковых газов за счет развития более эффективных технологий транспортировки и потребления энергии, а также благодаря высокому поглощению CO<sub>2</sub> лесами. По нашим оценкам, которые делались в конце 2019 г., этот потенциал достигает 550 млн тонн CO<sub>2</sub>-экв. к 2030 г.,

а с учетом наблюдаемого сейчас развертывания климатических инициатив в различных секторах экономики может быть и больше.

Но в рамках сложившейся модели рынка ни России, ни другим странам СНГ декарбонизация невыгодна, особенно на этапе постковидного восстановления экономик и такого долгожданного роста цен на сырьевые товары, которые, по оценкам ведущих инвестбанков с Уолл-стрит, входят в пятый суперцикл за 100 лет (последний был в 1996–2008 гг.).

Место СНГ в мире по уровню эмиссии парниковых газов



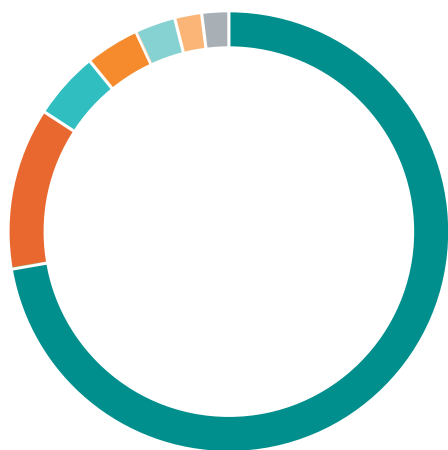
Источники: Ежегодный статистический отчет ВР, анализ EY

<sup>6</sup> [https://forbes.kz/process/faktor\\_klimata\\_1587692991/](https://forbes.kz/process/faktor_klimata_1587692991/)

<sup>7</sup> <https://www.trend.az/azerbaijan/society/3188842.html>

<sup>8</sup> Ежегодный статистический отчет ВР

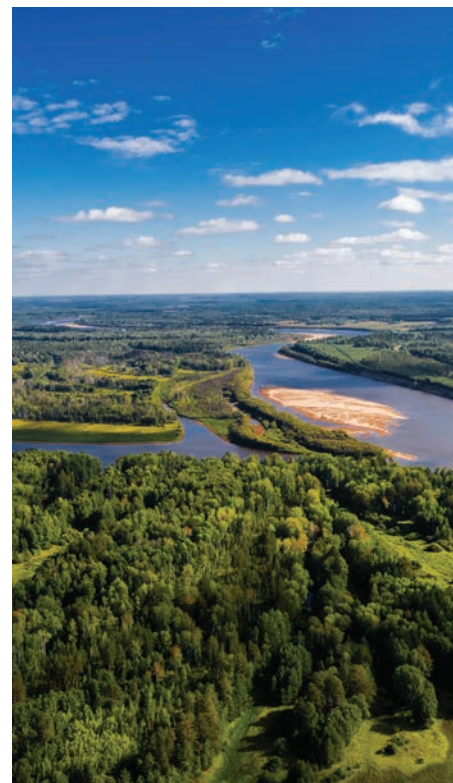
### Структура выбросов по СНГ



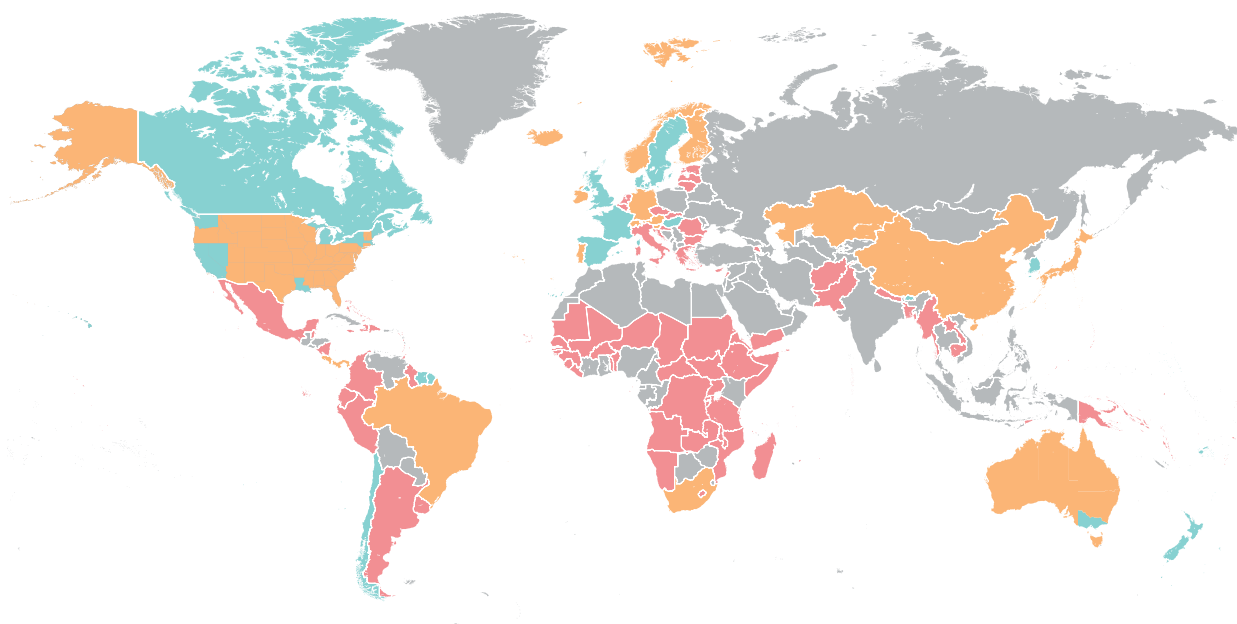
- Россия
- Беларусь
- Казахстан
- Азербайджан
- Узбекистан
- Другие страны СНГ
- Туркменистан

Источники: Ежегодный статистический отчет ВР, анализ EY

Однако уже сейчас мы видим, как эта модель постепенно меняется. Пандемия придала ускорение «зеленой» энергетике во всем мире. В 2020–2021 гг. многие крупные экономики решили пойти по пути декарбонизации в рамках восстановления после пандемии и, таким образом, принять меры по ограничению роста глобальной температуры в пределах 1,5°C. Не зря, согласно одной из интерпретаций, в китайском языке слово «кризис» состоит из двух иероглифов, один из которых означает опасность, а другой – шанс. В прошлом году 20 стран (включая ЕС и Китай) поставили перед собой амбициозные задачи по достижению углеродной нейтральности к середине века. В результате на сегодняшний день к этой цели движутся государства, на которые в совокупности приходится 70% мировой экономики и более 60% эмиссии всех парниковых газов.



### Намерения стран по достижению углеродной нейтральности



- Цель достигнута / цель утверждена законодательно / внесен проект закона
- Принят политический документ
- Цель в процессе обсуждения
- Отсутствие амбициозных целей

Источники: Carbon Action Tracker / Net Zero Tracker

Евросоюз, доля которого в совокупном экспорте стран СНГ составляет порядка 40%, одним из первых среди новых «климатических активистов» представил дорожную карту по достижению целей углеродной нейтральности – «Зеленый пакт для Европы». Документ, помимо прочего, закрепляет промежуточную цель по сокращению

вредных выбросов в атмосферу к 2030 г. не менее чем на 55% по сравнению с уровнем 1990 г. вместо ранее запланированных 40%. Для достижения этой цели ужесточаются условия торговли квотами на выбросы в ЕС: начавшаяся в этом году четвертая фаза развития системы торговли выбросами (СТВ ЕС) предполагает

постепенное прекращение выдачи бесплатных квот на выбросы диоксида углерода. Это уже отразилось на стоимости прав на эмиссию. Так, в мае 2021 г. цена тонны CO<sub>2</sub>-экв. в СТВ ЕС превысила 50 евро (против 30 евро в конце прошлого года) и в будущем будет только расти вплоть до отметки в 100 евро в 2030 г.

## «Зеленый пакт для Европы»

«Зеленый пакт для Европы» – план достижения нулевого суммарного выброса парниковых газов и загрязнения окружающей среды, предполагающий декарбонизацию экономики Евросоюза в течение 30 лет. На 2030 г. поставлена промежуточная цель по сокращению эмиссии на 55% относительно 1999 г. посредством применения ВИЭ, повышения энергоэффективности, развития технологий использования и хранения электроэнергии и тепла.

### Трансформация энергосистемы ЕС в рамках «Зеленого пакта»

	2018 г.	«Зеленый пакт для Европы», 2050 г.
Электрификация конечного потребителя	Около 20% энергопотребления	Около 45% энергопотребления
Декарбонизация энергопоставок	20% угля в структуре энергопотребления	Отказ от использования угля
«Озеленение» газа	Менее 1% низкоуглеродного водорода и биометана	65% «зеленого» газа
Экологичное перемещение	<ul style="list-style-type: none"> <li>Менее 1% электромобилей в парке легкового транспорта</li> <li>100% авиапарка на керосине</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Около 90% электромобилей</li> <li>~80% авиапарка на экологичном авиационном топливе (SAF)</li> </ul>
Оптимизация потребления пластика	10% вторичной переработки	<ul style="list-style-type: none"> <li>Около 55% вторичной переработки</li> <li>Запрет на пластик одноразового пользования с 2040 г.</li> </ul>
Улавливание и хранение углерода	Менее 10 млн тонн CO <sub>2</sub>	400 млн тонн CO <sub>2</sub>
Энергоэффективность	1,6% в год с 2000 г.	Удвоение годового темпа до 2050 г.

Инициатива требует развертывания новой инфраструктуры, научных исследований и разработок, переоснащения промышленности и других дорогостоящих мер, которые в совокупности оцениваются в 1-2% ВВП Евросоюза. В течение ближайших десяти лет его руководство планирует мобилизовать не менее 1 трлн евро устойчивых инвестиций в рамках «Зеленого пакта».

Таким образом, этот документ может стать для стран СНГ столь же значимым, как в свое время Третий Энергетический пакет для России. Более того, по-видимому, именно концепция построения климатически нейтральной Европы будет определяющей во всей энергетической политике данного региона на ближайшие десятилетия.



На фоне роста нагрузки на производителей и необходимости финансировать затратную программу восстановления после пандемии Евросоюз, ключевой торговый партнер стран СНГ, становится пионером в создании трансграничного углеродного регулирования – регуляторного инструмента, выходящего за пределы его юрисдикции.

## Трансграничное углеродное регулирование

Трансграничное углеродное регулирование (ТУР) импортной продукции, планируемое к внедрению с 2023 г., является одним из инструментов «Зеленого пакта для Европы», направленных на достижение углеродной нейтральности в регионе, защиту европейских производителей на фоне роста климатической нагрузки на них, а также сбор средств для дополнительного финансирования процесса декарбонизации.

В зависимости от охвата выбросов импортной продукции и конфигурации механизма ТУР поступления от регулирования в бюджет ЕС оцениваются в 5-14 млрд евро в год на период до 2027 г.

Одним из ключевых препятствий для внедрения механизма является несоответствие нормам ВТО, но ЕС намерен сгладить данный риск в финальном документе. Если говорить об ущербе для экономик стран СНГ, то, по нашим оценкам, Россия в худшем случае может потерять в совокупности около 15 млрд евро к 2030 г.<sup>9</sup> Премьер-министр Казахстана, в свою очередь, оценивает эффект нового регулирования ЕС в 18,4%<sup>10</sup> от общего экспортного дохода в 2035 г. при сохранении существующей политики. Однако окончательно влияние этого механизма на экономику СНГ в целом и нефтегазовую отрасль в частности можно будет достоверно оценить только после окончательного определения его структуры во второй половине 2021 г.

И вполне вероятно, что такая практика будет распространяться и дальше. Например, все чаще США, пополнившие ряды адептов экологии<sup>11</sup>, заявляют об интересе к инструменту климатического регулирования импорта, который поможет обеспечить выполнение поставленной цели по сокращению выбросов на 50-52% относительно 2005 г. уже к концу текущего десятилетия (для сравнения, ранее обязательства были закреплены на уровне 26-28%).

Китай, планирующий в рамках 14-го пятилетнего плана сократить показатель интенсивности использования энергии на 13,5% и выбросов углерода на 18% к 2025 г., хоть и негативно относится к такого рода барьерам, но подстраивается под меняющиеся правила игры на мировом рынке. В 2021 г. в КНР после длительных пилотных проектов запускается система торговли выбросами, которая будет покрывать 40% эмиссии в стране.

Да, можно говорить о несправедливых правилах конкуренции. Но европейский, американский и даже китайский потребитель осознал в пандемию, что только решительные меры и совместные усилия способны ограничить масштабы потерь, и теперь экстраполирует этот опыт на борьбу с климатической катастрофой.

<sup>9</sup> При цене за тонну CO<sub>2</sub>-экв. в размере 90 евро

<sup>10</sup> <https://ru.sputnik.kz/economy/20210304/16452533/Otv-et-na-uglerodnyy-nalog-ES-Kazakhstanu-ponadobitsya-562-milliarda-dollarov.html>

<sup>11</sup> <https://www.bruegel.org/2021/02/carbon-border-adjustment-in-the-united-states-not-easy-but-not-impossible-either/>

# Рост внимания инвесторов и кредиторов к ESG-факторам



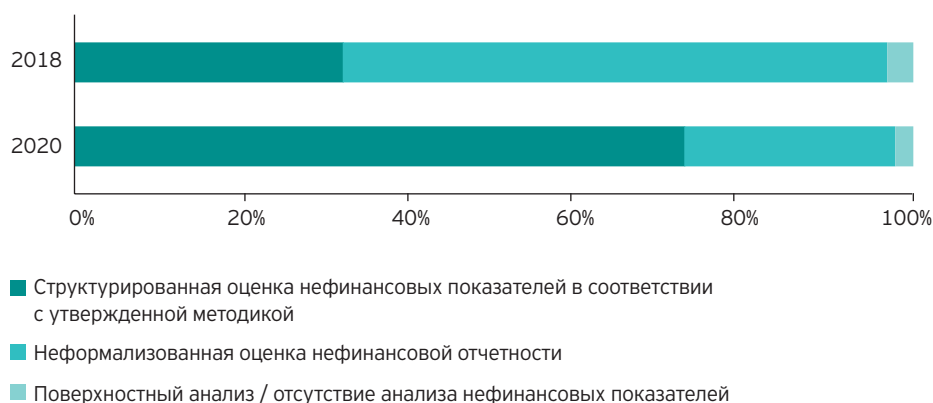
Возрастающие климатические риски начинают сказываться на поведенческой парадигме инвесторов, которые во многих странах уже начали сворачивать свое участие в сегментах ископаемого топлива. Не секрет, что нефтегазовый сектор всегда подразумевал повышенные риски. Финансовые организации были готовы поддержать компании длинными дешевыми кредитами только после подтверждения наличия ресурсов углеводородов по результатам разведки. И все же в условиях высоких цен на сырье и постоянно увеличивающегося спроса соотношение риск/прибыль в секторе добычи нефти и газа было крайне выгодным. Однако на фоне растущего риска перехода общества на альтернативные виды топлива в долгосрочной перспективе в этом уравнении появляется новое неизвестное, поэтому инвесторы начали с опасением относиться к участникам сектора. Всемирный банк, вложивший порядка 2 млрд долл. США в ископаемое топливо за последние два года<sup>12</sup>, может расширить свою стратегию по борьбе с изменением климата и прекратить финансирование проектов, связанных с нефтью и углем, по всему миру и даже постепенно выйти из инвестиций в газовые активы<sup>13</sup>.

Если ранее финансовые организации в основном учитывали лишь экономические показатели предприятий и их репутацию, то сейчас они стали уделять внимание экологическим аспектам, а также корпоративной культуре, отношению к сотрудникам и вопросам прозрачного управления бизнесом (так называемым факторам ESG<sup>14</sup>), встраивая соответствующие критерии в оценку рисков заемщиков. Так, крупнейший фонд Black Rock (с активами на 9 млрд долл. США в управлении<sup>15</sup>) планирует выйти из

инвестиций в компании, которые не раскрывают ESG-информацию или недостаточно активно борются с изменением климата.

Портфельные инвесторы – не единственные, кто оказывает давление на производителей ископаемого топлива. Все больше банков, прежде всего в ЕС, снижают объемы их кредитования, что в будущем сулит нефтегазовым компаниям сложности при привлечении заемного капитала.

## Рост внимания инвесторов к нефинансовой отчетности при принятии инвестиционных решений



Источник: анализ EY

<sup>12</sup> <https://www.bloomberqint.com/business/world-bank-still-investing-billions-in-fossil-fuels-study-shows>

<sup>13</sup> <https://www.reuters.com/article/us-world-bank-climate-exclusive-idUSKBN2AQ32P>

<sup>14</sup> Environmental, social, and governance (ESG) factors – экологические, социальные и управленческие факторы

<sup>15</sup> <https://www.reuters.com/business/blackrock-quarterly-profit-jumps-assets-rise-over-9-trillion-2021-04-15/>

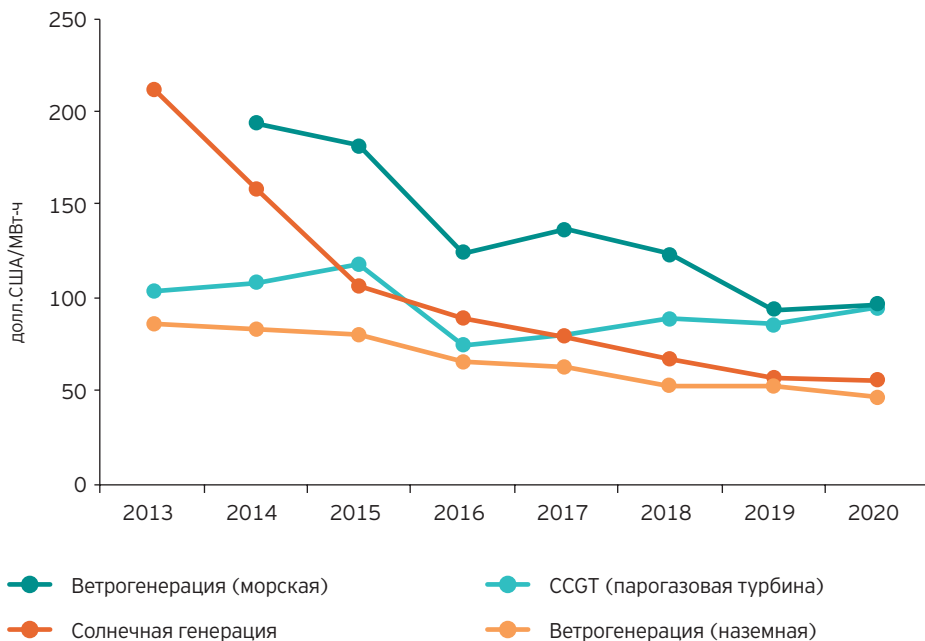
# Климатический удар по мировому ТЭК

Ускорение декарбонизации уже отражается на статистических показателях. Например, в период пандемии 2020 г., несмотря на низкие цены на традиционные энергоресурсы, в развитых странах ускорился рост спроса на альтернативные. Если ранее интерес к ним казался в некоторой степени искусственным, а сам энергетический переход не имел коммерческого смысла, то сейчас прогресс и удешевление технологий, а также их массовое проникновение постепенно меняют правила игры.

Так, росту веса ВИЭ в энергобалансе способствует снижение стоимости их использования и движение в сторону точки ценового паритета с энергией от сжигания ископаемого топлива. В некоторых странах эта точка уже достигнута, например в ЕС, где даже при низких ценах на ископаемые энергоносители доля ВИЭ в электрогенерации в 2020 г. превысила долю ископаемого топлива (38% против 37%<sup>16</sup>).

Ввиду снижения стоимости ранее чрезмерно дорогих компонентов электромобилей, таких как литий-ионные батареи, подешевевшие за последние десять лет более чем в восемь раз, растет интерес к машинам на альтернативном топливе. Несмотря на 15%-ный обвал продаж автомобилей по миру в прошлом году, реализация электротранспорта повысилась на 46% по сравнению с доковидным 2019 г.<sup>17</sup> до более чем 3 млн единиц. Уже в этом году, по оценкам исследовательской компании Canalys, в целом по миру темпы увеличения объема продаж электромобилей достигнут 66%, и к 2030 г. он составит 30 млн единиц, то есть половину от всех проданных машин.

Изменение нормированной стоимости электроэнергии с использованием различных видов сырья



Источник: Bloomberg

Динамика продаж электромобилей в мире и стоимости литий-ионных батарей



Источники: Bloomberg NEF, МЭА, Statista

<sup>16</sup> Ember

<sup>17</sup> <https://www.iea.org/commentaries/how-global-electric-car-sales-defied-covid-19-in-2020>



Энергетический рынок действительно меняется. Но справедливости ради стоит отметить, что даже самые радикальные сценарии декарбонизации не предполагают полного отказа от нефти и газа. Например, многие развивающиеся страны (Африка, значительная часть АТР, Южная Америка) не смогут себе позволить полный переход на довольно дорогую для них «зеленую» энергетику из-за необходимости импорта технологий, и углеводороды будут для них безальтернативным источником энергии.

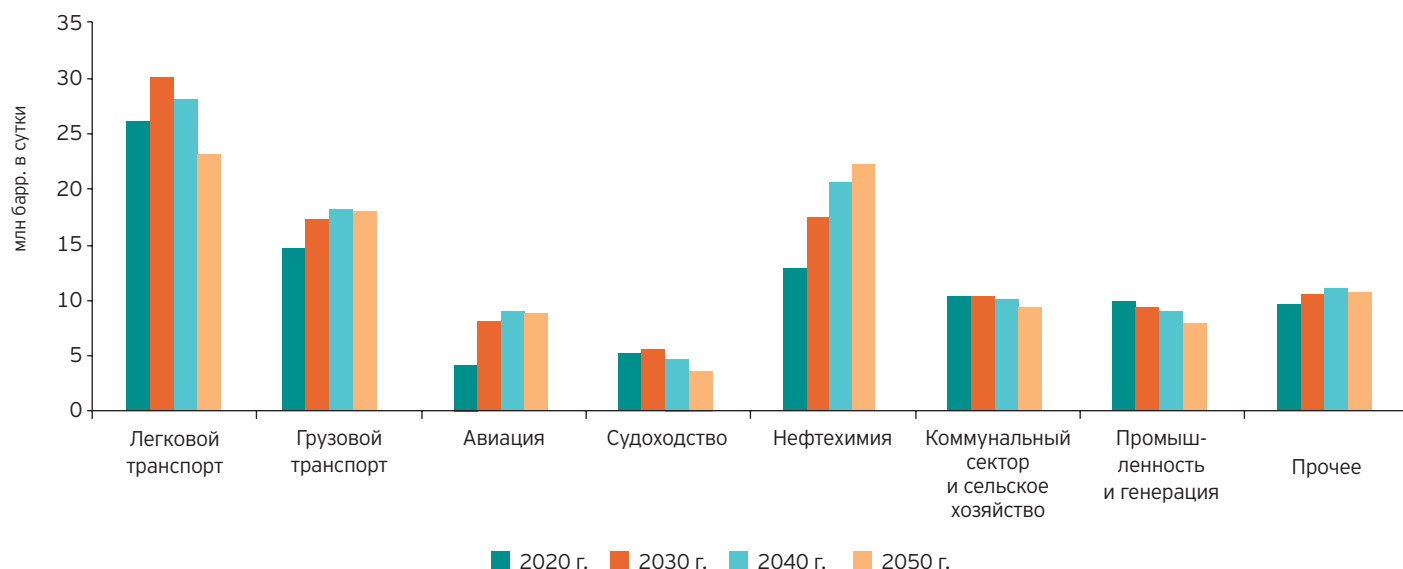
Наиболее подверженной климатическому воздействию окажется нефть. Так, при сохранении статус-кво ВР считает, что пик потребления нефти

в мире был уже пройден в 2019 г., хотя ОПЕК ожидает его к 2040 г., а МЭА – после 2030 г.

В следующие 20 лет основная поддержка черному золоту прогнозируется со стороны нефтехимии, где спрос, по мнению экспертов, будет расти ежегодно в среднем на 1,0-1,5%. Однако на фоне развития повестки вторичной переработки пластика (в том числе путем деполимеризации с возможностью получения не только пластика, но и самого сырья для него), вызванной ужесточением политики в отношении одноразовой продукции (например, введение в ЕС сбора в размере 800 евро за тонну с января 2021 г.), эти ожидания вполне могут быть скорректированы.

В то же время транспортный сегмент, на который сейчас приходится почти 60% общего потребления нефти, окажется под давлением ввиду требований по повышению топливной эффективности и усиливающейся конкуренции со стороны альтернативных видов топлива и транспортных средств. На фоне растущего спроса и ужесточения регулирования во многих странах мира, в частности, запрета на продажу новых автомобилей с двигателем внутреннего сгорания, все больше автопроизводителей заявляют о планах постепенного перехода к выпуску машин исключительно с нулевыми вредными выбросами уже к 2030-2035 гг.

Изменение мирового спроса на нефть в различных отраслях экономики



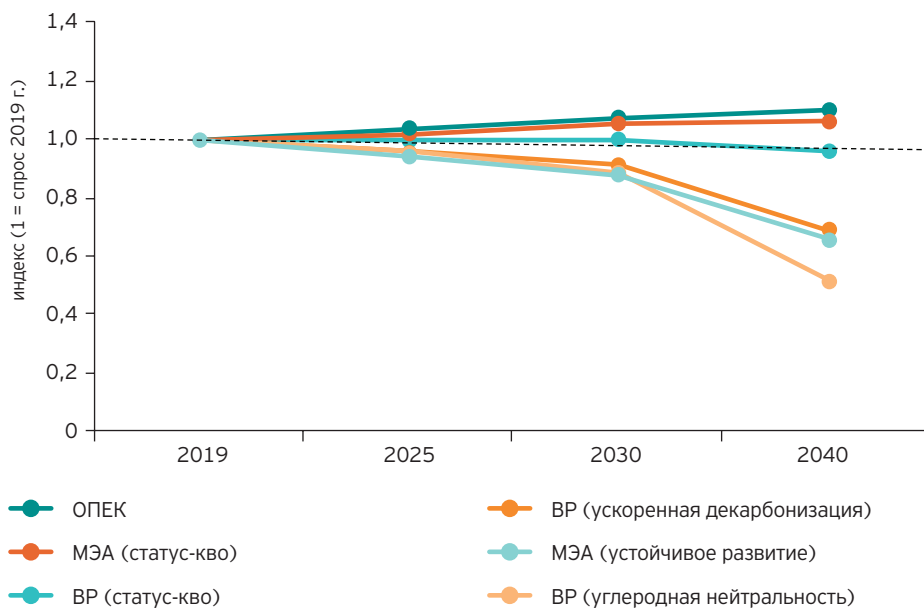
Источник: Wood Mackenzie

В отличие от нефти перспективы природного газа более радужны, поскольку он вписывается в концепцию энергоперехода как более экологичная замена углю в развивающихся странах. Европа же продолжает поиски его альтернативы и возвращается к рассмотрению проекта поставки солнечной электроэнергии из пустыни Сахара на юг европейского региона, которые планируется осуществлять посредством «зеленого» водорода.

Но, как известно, прогнозы имеют свойство корректироваться, и поспособствовать этому может как пополнение рядов пионеров декарбонизации, так и вполне вероятный рост требований потребителей в будущем. По нашим ожиданиям, на горизонте до 2050 г. углеродный след будет учитываться во всех используемых продуктах. Пока же поддержку процессу энергоперехода продолжают оказывать действия регуляторов. И если раньше она заключалась в субсидировании, то сейчас – в ужесточении экологических требований путем усиления регулирования производителей.

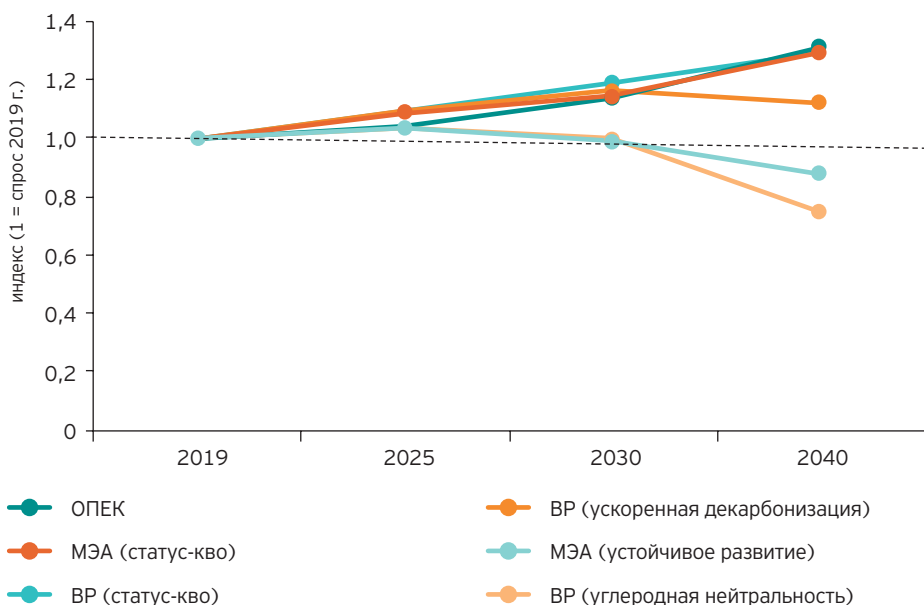
В итоге конкуренция между энергоресурсами будет нарастать и победит тот, кто будет более эффективен. Поэтому поставщикам ископаемого сырья необходимо развивать компетенции и собственные технологии по всему спектру энергоносителей.

### Сопоставление прогнозов изменения мирового спроса на нефть до 2040 г.



Источники: ВР, ОПЕК, МЭА

### Сопоставление прогнозов изменения мирового спроса на газ до 2040 г.



Источники: ВР, ОПЕК, МЭА

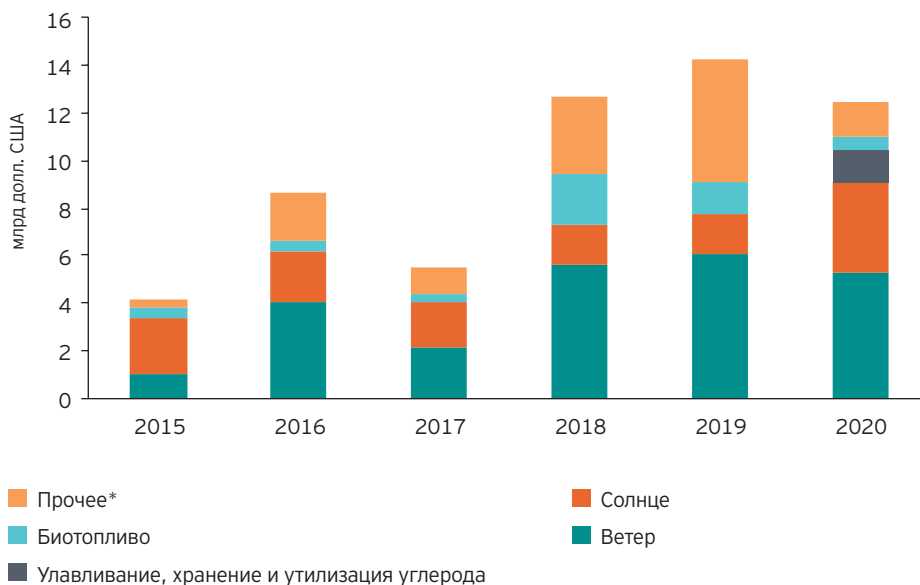
# Эволюция нефтегазовых «китов»

На фоне изменений в поведенческой парадигме регуляторов, инвесторов и потребителей даже «киты» нефтегазовой индустрии начинают эволюционировать. Хотя доля отрасли в инвестициях в «зеленые» технологии пока не столь существенна (по данным BNEF, менее 3% из 500 млрд долл. США в 2020 г.), ее ключевые игроки активно работают над трансформацией в энергетические компании и принимают участие в климатических проектах. Для сравнения, совокупные инвестиции в разведку и добычу по миру в 2020 г. составили 328 млрд долл. США, что на 32% меньше, чем годом ранее.

Многие международные нефтегазовые корпорации заявили о своих целях по сокращению выбросов и переходу к углеродной нейтральности, добиться которых будет крайне непросто. Именно поэтому сейчас сформировалось несколько стратегий декарбонизации, и каждая компания выбирает для себя наиболее подходящую исходя из множества факторов – от масштаба ресурсной базы до требований регуляторов в странах, где осуществляется операционная деятельность. Так, на сегодняшний день отраслевые игроки, по сути, разделились на четыре основных лагеря в зависимости от определенных приоритетов:

- 1) выход из инвестиций в нефтегаз в пользу возобновляемой энергетики;
- 2) «сбор урожая» с имеющегося бизнеса и переход на альтернативные направления;
- 3) диверсификация портфеля активов с использованием нефтегазовой деятельности для финансирования трансформации;
- 4) сохранение приоритета традиционного нефтегазового бизнеса.

Инвестиции нефтегазовых компаний в чистую энергетику



\* вкл. накопление энергии, водород, альтернативный транспорт и другое










Источник: Bloomberg NEF

Несмотря на разные векторы дальнейшего развития, компании выбирают похожие инструменты для достижения поставленных климатических целей и обеспечения будущих денежных потоков. Отличие заключается лишь в том, какую значимость каждому из них бизнес присваивает в рамках своей стратегии. Но в целом действия зарубежных корпораций можно сгруппировать по трем направлениям:

- 1) операционная декарбонизация;
- 2) трансформация бизнеса;
- 3) технологическое развитие.



## Основные направления декарбонизации нефтегазовой отрасли на примере ключевых игроков

	Компания 1 	Компания 2 	Компания 3 	Компания 4 	Компания 5 	Компания 6 	Компания 7 	Компания 8 	Компания 8 
Операционные решения <sup>1</sup>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Монетизация метана и ПНГ	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Корпоративные решения <sup>2</sup>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ВИЭ		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
СПГ	✓	✓	✓	✓					
Нефтехимия	✓		✓	✓	✓			✓	✓
Биотопливо	✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓
Э-мобильность		✓	✓	✓	✓	✓			
Водород	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Улавливание и хранение углерода	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CO <sub>2</sub> -МУН	✓						✓		

Примечание: желтым выделены приоритетные направления компаний в рамках декарбонизации

<sup>1</sup> операционная и энергетическая эффективность

<sup>2</sup> пересмотр портфеля активов, торговля квотами на выброс углерода и лесовосстановление

Источник: анализ EY на основании открытой корпоративной информации для инвесторов

В первую очередь фокус делается на **операционную декарбонизацию**. Минимизация утечек метана, негативное воздействие которого на климат в 26-28 раз выше<sup>18</sup>, чем у диоксида углерода, на всей производственной цепочке углеводородного сырья, а также управление выбросами на заброшенных скважинах являются наиболее быстрыми и экономически эффективными отраслевыми мерами на пути к декарбонизации. Помимо этого, большое внимание уделяется операци-

онной и энергетической эффективности, которые напрямую коррелируют с объемами выбросов парниковых газов. Например, компания Equinor, заменив на месторождении Johan Sverdrup газовую генерацию на электроэнергию, вырабатываемую наземной ГЭС и передаваемую на платформу по подводному кабелю, сократила объем выделяемого при добыче углерода до 0,67 кг на баррель<sup>19</sup> при среднемировом уровне удельных выбросов при добыче нефти в размере 17 кг CO<sub>2</sub>.

Как отмечалось ранее, на полную **трансформацию бизнеса** готовы идти пока не все, но европейские корпорации, которые решились на этот шаг, в качестве приоритетного направления для вложений рассматривают **возобновляемую электроэнергетику**. Например, к концу десятилетия BP планирует увеличить мощности ВИЭ в своем портфеле в 20 раз до 50 ГВт<sup>20</sup>, Total – почти в 13 раз до 100 ГВт<sup>21</sup>, а Shell делает акцент на трейдинг возобновляемой энергией<sup>22</sup>. При этом компании,

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

<sup>19</sup> <https://www.equinor.com/en/magazine/electrification-of-oil-and-gas-platforms.html>

<sup>20</sup> <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/from-international-oil-company-to-integrated-energy-company-bp-sets-out-strategy-for-decade-of-delivery-towards-net-zero-ambition.html>

<sup>21</sup> [https://www.total.com/system/files/documents/2021-04/results\\_q1\\_2021\\_en.pdf](https://www.total.com/system/files/documents/2021-04/results_q1_2021_en.pdf)

<sup>22</sup> [https://www.shell.com/investors/investor-presentations/2021-investor-presentations/strategy-day-2021/\\_jcr\\_content/par/textimage\\_1038086377.stream/1613410966913/8cd4fe1b174147fa20b33d1c189349dd36a9017d/strategy-day-2021-slides.pdf](https://www.shell.com/investors/investor-presentations/2021-investor-presentations/strategy-day-2021/_jcr_content/par/textimage_1038086377.stream/1613410966913/8cd4fe1b174147fa20b33d1c189349dd36a9017d/strategy-day-2021-slides.pdf)

которые продолжают ориентироваться в первую очередь на традиционный нефтегазовый бизнес, такие как Chevron<sup>23</sup> и Saudi Aramco<sup>24</sup>, тоже не отказываются от идеи развития ВИЭ, хотя и в меньших масштабах, для использования на производственных площадках с целью сокращения углеродного следа своей продукции.

Из углеводородного сырья игроки, решившиеся на трансформацию, делают основную ставку на **проекты СПГ** по вполне очевидной причине – природный газ рассматривается как транзитное топливо в процессе декарбонизации. Ожидания, что именно он наряду с ВИЭ станет одним из главных бенефициаров при снижении потребления угля в Азии, подталкивают современных производителей СПГ, в том числе и тех, кто нацелен на радикальную трансформацию, ставить это направление во главу угла при планировании дальнейшего развития.

В сегменте нефтепереработки компании диверсифицируются за счет расширения направления **биотоплива** (в большинстве случаев речь идет о биодизеле и биоэтаноле). В основном это обусловлено тем, что оно может использоваться в традиционных двигателях с минимальными доработками и обладает большей экологичностью в сравнении с обычным дизелем. Использование биотоплива позволяет снизить углеродный след транспорта: при его сжигании высвобождается меньший объем углерода, который к тому же был поглощен из атмосферы в процессе роста послуживших сырьем растений лишь недавно, а не миллионы лет назад, как в случае ископаемого топлива. На этом фоне нефтяные компании рассматривают данное направление как возможность выхода на новые рынки низкоуглеродной энергетики с более привычным для себя продуктом и с использованием имеющейся у них инфраструктуры дистрибуции. В частности, Total намеревается прекратить переработку сырой нефти на НПЗ в Гранпюи и с 2024 г.

сфокусироваться в том числе на производстве возобновляемого дизельного топлива (в первую очередь для авиационной промышленности)<sup>25</sup>. У компании уже есть опыт такого рода трансформаций – в 2019 г. она начала производство биотоплива на ранее убыточном заводе «Ла Мед», преобразовав его в био-НПЗ<sup>26</sup>. Действительно, именно модернизация мощностей для производства биотоплива в свое время стала реальной альтернативой закрытию многих старых и низкоэффективных НПЗ в Европе и США.

В части последующих этапов цепочки переработки и более глубоких переделов углеводородного сырья междуна-

родные корпорации, уже сформировавшие **нефтехимический бизнес**, связывают с ним большие ожидания в процессе энергоперехода, т. к. именно он по всем прогнозам будет поддерживать спрос на нефть, а компании смогут формировать добавленную стоимость за счет вертикальной интеграции и синергии, плюс получают преимущество благодаря меньшей ценовой волатильности нефтехимической продукции. Это направление также может стать хорошим вариантом для корпоративного зачета выбросов парниковых газов, т. к. диоксид углерода используется при производстве различных химических веществ, таких как метанол, и полимеров.



<sup>23</sup> <https://www.chevron.com/sustainability/environment/increasing-renewables-and-offsets#renewablepower>

<sup>24</sup> <https://www.aramco.com/en/magazine/elements/2020/renewables-not-that-new>

<sup>25</sup> <https://www.total.com/expertise-energies/projets/bioenergies/grandpuits-biofuels-bioplastics>

<sup>26</sup> <https://www.total.com/media/news/press-releases/total-starts-la-mede-biorefinery>

Еще одной важной частью долгосрочных стратегий отраслевых игроков является **технологическое развитие**, от которого зависят абсолютно новые направления деятельности, в том числе **водородная энергетика**.

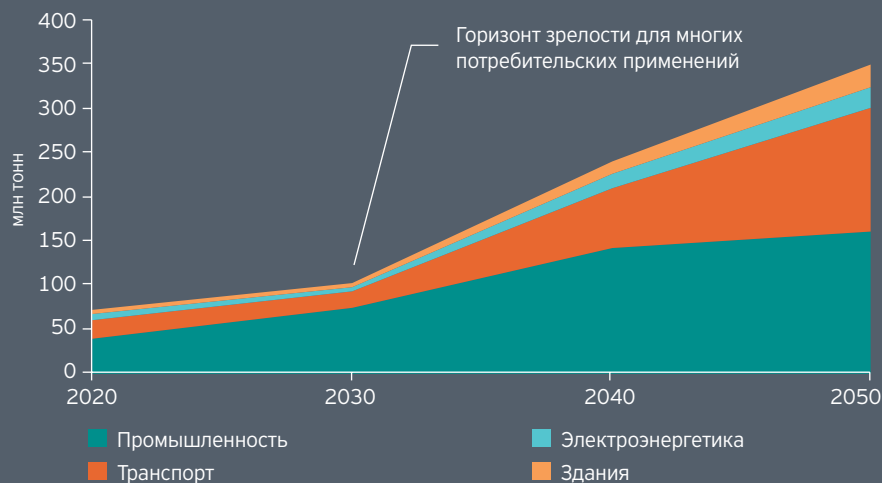
## Водород

Водород, не оставляющий углеродного следа при сжигании, является важным компонентом целевого видения будущего в Европе и ряде азиатских стран (в частности, в Японии и Южной Корее). Устойчивый рост спроса на этот газ ожидается с 2030 г., в первую очередь со стороны транспорта и углеродоемкого производства стали, а уже к 2050 г. его потребление оценивается примерно в 350 млн тонн (для сравнения, в настоящее время примерно в семь раз меньше). По оценкам Rystad Energy, использование водорода может предотвратить до 50% мировых выбросов углекислого газа. Дополнительным преимуществом данного вида топлива является возможность его использования для транспортировки энергии вместо строительства протяженных сетей от генерирующих объектов, работающих на ВИЭ.

При этом водород является вторичным энергоресурсом, и для его производства требуется дополнительная энергия, что отражается на себестоимости. Например, затраты на наиболее экологичный продукт («зеленый»), производимый путем электролиза воды с применением ВИЭ, колеблются в пределах от 3 до 8 долл. США за килограмм<sup>27</sup>, что обусловлено высокой стоимостью крупномасштабных установок электролиза (1 млрд евро за 1 ГВт мощности<sup>28</sup>) и значительными капитальными вложениями в сфере ВИЭ. «Голубой» водород, производимый из природного газа путем парового риформинга с улавливанием углерода, сейчас более конкурентоспособен (1,5-2,5 долл. США за 1 кг<sup>29</sup>). Именно он может стать переходным звеном к более экологичной конфигурации.

Окно возможностей для низкоуглеродного водорода из ископаемого топлива определяется скоростью масштабирования установок электролиза

Прогноз спроса на водород в мире



Источники: Rystad Energy, Энергетический центр ЕУ (Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия)

Себестоимость производства «зеленого» и «голубого» водорода



Источник: Hydrogen Council

в центрах потребления и снижения затрат на производство «зеленого» продукта. Для европейского рынка оно может начать закрываться уже в 2030 г. Но все больше компаний (таких как норвежский производитель электролизеров Nel или израильский стартап H2Pro) заявляют о потенциале снижения затрат на производство «зеленого» водорода до 1-2 долл. США уже ко

второй половине 2020-х годов, хотя еще в прошлом марте BloombergNEF ожидал такого уровня не ранее 2050 г. А если учитывать, что на принятие решений и нормативной базы, строительство инфраструктуры для улавливания и хранения CO<sub>2</sub> может уйти не менее пяти лет, то риски потерять европейскую нишу усиливаются.

<sup>27</sup> Goldman Sachs, Carbonomics: The Rise of Clean Hydrogen

<sup>28</sup> Oxford Institute for Energy Studies

<sup>29</sup> Goldman Sachs, Carbonomics: The Rise of Clean Hydrogen

Помимо экономически рентабельного электролиза (для производства «зеленого» водорода из ВИЭ) компании заинтересованы в масштабировании технологий улавливания, хранения и утилизации углерода (УХУ), без которых невозможно производство низкоуглеродного («голубого») водорода из природного газа, а также декарбонизация ряда углеродоемких отраслей (например, металлургии и цементной промышленности). И если по ранее перечисленным альтернативам видение компаний расходится, то здесь единодушны и те, кто нацелен на радикальную трансформацию, и те, кто ориентирован на сохранение своего традиционного бизнеса.

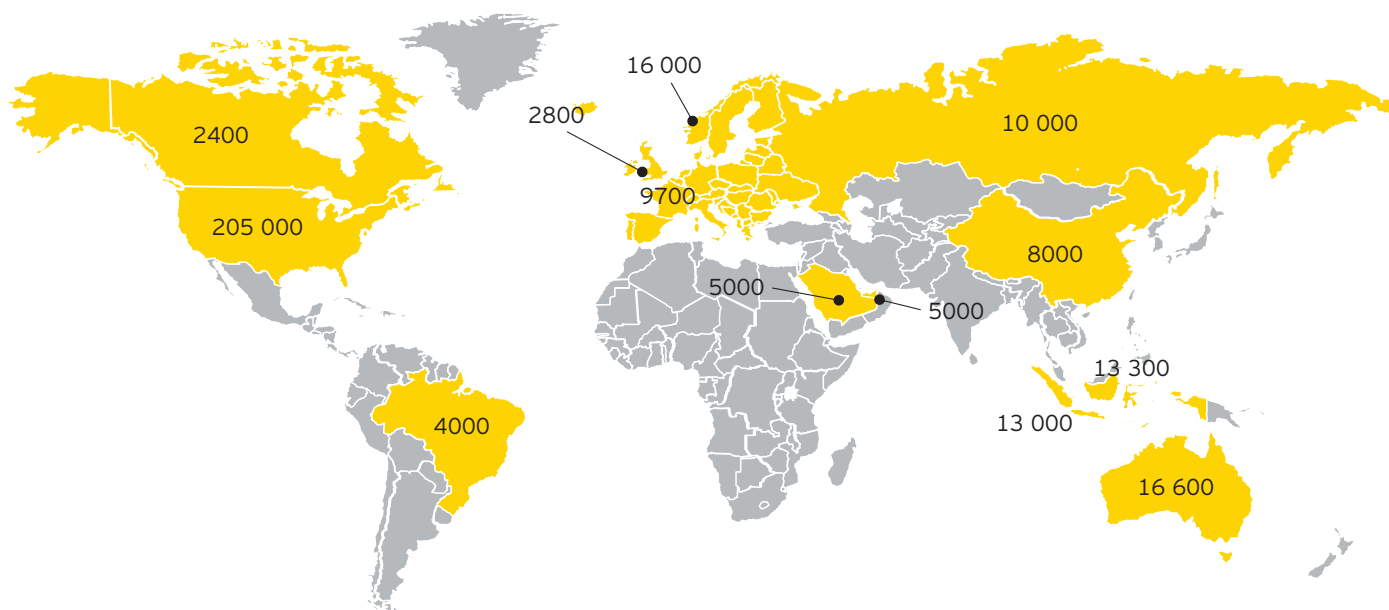
Несмотря на интерес к производству «зеленого» водорода из ВИЭ (напри-

мер, Shell и Equinor в консорциуме с RWE, Gasunie и портом Гронинген планируют реализацию проекта NorthH2 мощностью 10 ГВт к 2040 г.)<sup>30</sup>, корпорации не упускают из виду и его «голубой» аналог. Даже BP обдумывает реализацию крупного проекта по производству низкоуглеродного водорода с ежегодным улавливанием 2 млн тонн диоксида углерода в Великобритании<sup>31</sup>.

Американские и ближневосточные компании, которые в отличие от своих европейских собратьев обеспечены большими запасами сырья, а также мощностями для хранения CO<sub>2</sub>, считают развитие технологий УХУ приоритетным направлением. Именно на них делается основная ставка при снижении углеродного следа

продукции, производстве «голубого» водорода, а также монетизации уловленного углерода для его закачки в пласт с целью повышения нефтеотдачи на месторождениях (CO<sub>2</sub>-МУН), что может также использоваться для корпоративного зачета выбросов и «озеленения» поставок. Например, ExxonMobil отдельно создала подразделение ExxonMobil Low Carbon Solutions, занимающееся разработкой технологий УХУ<sup>32</sup>. Из ближневосточных компаний, заинтересованных в таких технологиях, стоит выделить Saudi Aramco<sup>33</sup> и Qatar Petroleum<sup>34</sup>, у которых углеродный след поставляемого газа существенно выше, чем у российского трубопроводного аналога.

#### Потенциал по подземному хранению CO<sub>2</sub> в различных странах (млн тонн)



Источники: CCS Status Report, Global CCS Institute

Таким образом, очевидно, что в мире происходит разворот экономической модели крупнейших нефтегазовых корпораций в сторону долгосрочной ценности, а сама бизнес-модель усложняется.

<sup>30</sup> <https://www.equinor.com/en/news/20201207-hydrogen-project-north2.html>

<sup>31</sup> <https://www.cnbc.com/2021/03/18/bp-is-working-on-a-huge-blue-hydrogen-facility-in-the-uk.html>

<sup>32</sup> [https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0201\\_ExxonMobil-Low-Carbon-Solutions-to-commercialize-emission-reduction-technology](https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0201_ExxonMobil-Low-Carbon-Solutions-to-commercialize-emission-reduction-technology)

<sup>33</sup> <https://www.aramco.com/en/making-a-difference/planet/carbon-capture-utilization-and-storage>

<sup>34</sup> <https://qp.com.qa/en/Pages/BannerAdvertisement.aspx?imgname=08022021+NFE+Signing+Ceremony+-+English.jpg>

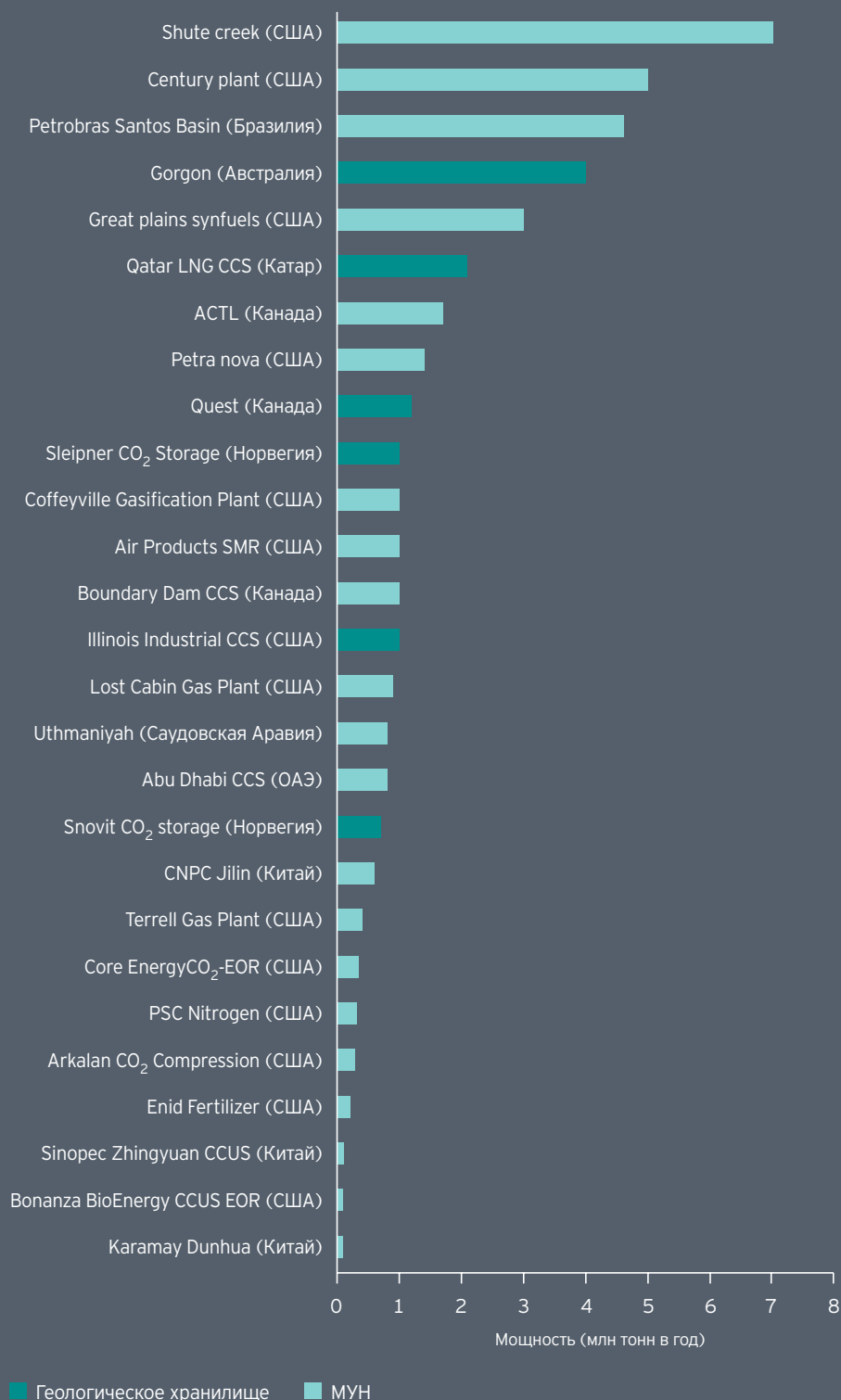
## Улавливание, хранение и утилизация углерода (УХУ)

УХУ – это группа технологий, направленных на улавливание CO<sub>2</sub> и его последующее захоронение в резервуарах или использование в коммерческих целях. Данные технологии рассматриваются как промежуточное звено при переходе к новой энергетике, и ставка на них потребует создания масштабной инфраструктуры.

В прошлом году в мире насчитывалось около 65 коммерческих площадок УХУ<sup>35</sup> на различных этапах разработки (на 33% больше, чем в 2019 г.), из которых 27 проектов общей мощностью около 40 млн тонн уже функционируют. В основном они располагаются в Северной Америке и Европе. При этом в США и Канаде конечным этапом является применение углерода для увеличения нефтеотдачи (CO<sub>2</sub>-МУН), а не закачка в подземные формации (истощенные нефтяные и газовые пласты, соляные пещеры, невыработанные угольные пласты) или океан с целью хранения.

Международное энергетическое агентство рассматривает УХУ как единственный способ прямого сокращения выбросов в ключевых секторах, и декарбонизация будет невозможна без этих систем. Основное преимущество улавливания CO<sub>2</sub> заключается в возможности компенсировать выбросы там, где их трудно сократить. По оценкам агентства, для достижения климатических целей в рамках его сценария устойчивого развития объем улавливания и хранения диоксида углерода к 2050 г. должен достичь 4,6 Гт CO<sub>2</sub>-экв. в год<sup>36</sup>, так что данное направление может стать хорошей возможностью для диверсификации бизнеса нефтегазовых компаний.

Действующие проекты УХУ в мире



Источник: CCS Global Report

<sup>35</sup> <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>

<sup>36</sup> [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea\\_pdf/ccs\\_technology\\_roadmap.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/ccs_technology_roadmap.pdf)

Однако на сегодняшний день технология находится на начальном этапе развития и стоит достаточно дорого – до 160-170 долл. США за тонну секвестрированного углерода в зависимости от производственного процесса, который «озеленяют». Проще всего уловить CO<sub>2</sub> при газопереработке, поскольку там газ выделяется в рамках технологического процесса, а не после сжигания топлива, как в случае той же электрогенерации. Таким образом, при производстве этанола и аммиака улавливание углерода может стоить 20-30 долл. США за тонну CO<sub>2</sub><sup>37</sup>, что уже приемлемо, тогда как в процессе

генерации – до 100 долл. США<sup>38</sup>, а нефтепереработки – от 55 до 170 долл. США<sup>39</sup>. Помимо этого, необходимо учитывать издержки на транспортировку в случае удаленности от места хранения – 5-10 долл. США на тонну CO<sub>2</sub> в зависимости от способа логистики для расстояния не более 180 км<sup>40</sup>, а также самого хранения – 1,5-25 долл. США за тонну CO<sub>2</sub><sup>41</sup> в зависимости от места закачки (истощенные месторождения на суше или соляные каверны в море). Так что нефтегазовые компании могут также монетизировать свои выработанные объекты за счет хранения выловленного углерода.

Но жизнеспособность бизнес-модели может быть обеспечена ростом стоимости эмиссии парниковых газов (что, согласно ожиданиям рынка, неизбежно), экономией масштаба и последующим снижением рисков. Надо понимать, что помимо ТЭК эти технологии востребованы и в других отраслях, где они необходимы для декарбонизации. Среди них – производство минеральных удобрений и цемента, металлургия.



<sup>37</sup> 2021 Executive Factbook, BloombergNEF

<sup>38</sup> <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/17011/costs-co2-capture-transport-and-storage.pdf>

<sup>39</sup> 2021 Executive Factbook, BloombergNEF

<sup>40</sup> <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf>

<sup>41</sup> <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119816/costs-co2-storage-post-demonstration-ccs-eu.pdf>

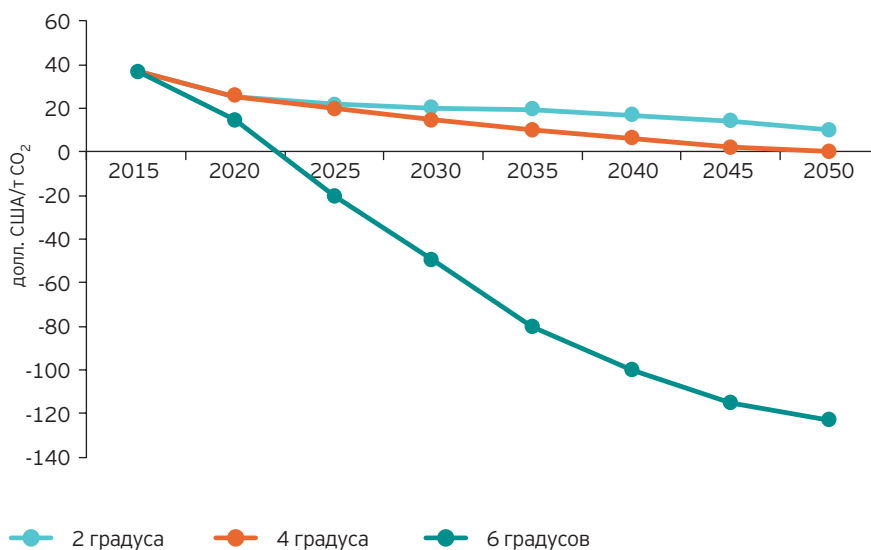
## CO<sub>2</sub>-МУН

Метод увеличения нефтеотдачи с применением углерода (CO<sub>2</sub>-МУН) является третичным. Благодаря ему можно повысить КИН на 15-20 п.п.<sup>42</sup>, а также не только сократить выбросы на каждый добытый баррель, но и добиться отрицательного углеродного следа<sup>43</sup>. Например, мировой опыт показывает, что для получения 1 барреля нефти требуется закачать около 300-600 кг CO<sub>2</sub><sup>44</sup> в зависимости от геолого-физических характеристик залежи, тогда как при его добыче, переработке и транспортировке выделяется около 100 кг углерода, а при сжигании – 400 кг<sup>45</sup>.

Однако на данном этапе этот метод слишком дорогой. Помимо приобретения CO<sub>2</sub> (в отсутствие собственной цепочки поставок) в большинстве случаев требуется бурение новых скважин, а также строительство транспортной инфраструктуры для подачи газа из точки эмиссии и улавливания. При использовании углерода в качестве агента для МУН его закупочная цена обычно привязывается к нефти и варьируется в диапазоне от 15 до 30 долл. США за тонну (т.е. при закачке 500 кг CO<sub>2</sub> для вытеснения 1 барреля нефти дополнительная нагрузка на экономику нефтедобычи может составить 7,5-15 долл. США за баррель<sup>46</sup>).

Однако по мере развития технологий УХУ и роста доступности техногенных выбросов стоимость CO<sub>2</sub> для его утилизации или применения для МУН будет постепенно снижаться, а в слу-

Средняя по миру стоимость закупки CO<sub>2</sub> в различных сценариях роста среднегодовой температуры к концу века



Источники: Storing CO<sub>2</sub> through Enhanced Oil Recovery, МЭА

чае более жесткого климатического регулирования (в сценарии МЭА – ограничения глобального потепления в пределах 2°C) эмиттер и вовсе будет доплачивать оператору МУН за захоронение углерода.

Однако иногда даже бесплатного отпуска CO<sub>2</sub> может оказаться недостаточно для рентабельности проекта, т. к. требуется строительство трубопроводной системы. Поэтому с точки зрения экономики целесообразно применять кластерную разработку месторождений или прилегающих сателлитов.

При этом в тех же США такие инициативы жизнеспособны благодаря поддержке государства, предоставляемой на 12 лет с момента начала проекта CO<sub>2</sub>-МУН в размере 35 долл. США на тонну CO<sub>2</sub><sup>47</sup> (согласно разделу 45Q Налогового кодекса США). Это стало ключевым фактором, повлиявшим на распространение данной технологии в стране. На сегодняшний день около 80%<sup>48</sup> использования CO<sub>2</sub> после улавливания приходится именно на МУН в Северной Америке, в первую очередь на Пермский бассейн в Техасе.

<sup>42</sup> [https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/020174\\_EI21\\_EnhancedOilRecovery\\_final.pdf](https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/020174_EI21_EnhancedOilRecovery_final.pdf)

<sup>43</sup> G20 Circular Carbon Economy Guide Report, IEA

<sup>44</sup> Oxford Institute of Energy Studies, Decarbonization pathways for oil and gas, March 2020

<sup>45</sup> G20 Circular Carbon Economy Guide Report, IEA

<sup>46</sup> IEA, 2018a

<sup>47</sup> <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f67/Internal%20Revenue%20Code%20Tax%20Fact%20Sheet.pdf>

<sup>48</sup> [https://ryderscott.com/wp-content/uploads/08\\_PANEL\\_Presentation.pdf](https://ryderscott.com/wp-content/uploads/08_PANEL_Presentation.pdf)

# Перспективы декарбонизации нефтегазового сектора СНГ

Стоит признать, что стадия отрицания декарбонизации на ключевых рынках сбыта у регуляторов и компаний СНГ прошла, и страны уже начали более внимательно относиться к факторам экологии и рассматривать новые возможности. В регионе активно идет работа над нормативно-правовой базой с целью адаптации к меняющейся рыночной конъюнктуре. Например, в конце апреля 2021 г. Государственная Дума РФ приняла законопроект «Об ограничении выбросов парниковых газов», который предполагает введение системы углеродной отчетности для предприятий и создание нормативной базы для обращения углеродных единиц. Помимо этого, Министерство экономического развития Российской Федерации подготовило законопроект о начале эксперимента по снижению выбросов CO<sub>2</sub> на Сахалине с целью создания системы торговли углеродными единицами. В Казахстане, где с 2018 г. функционирует обновленная система торговли выбросами, приняли закон «О внесении изменений и дополнений в Кодекс Республики Казахстан об административных правонарушениях по вопросам экологии» (Экологический кодекс), который предусматривает ужесточение ответственности за экологические нарушения за счет увеличения административных санкций за сверхнормативные и несанкционированные эмиссии в окружающую среду в 10 раз. Азербайджан еще в 2019 г. присоединился к инициативе EU4Climate, в рамках которой ЕС выделяет 830 000 евро<sup>49</sup> на реализацию национальной политики и практики в области изменения климата восточного соседа до 2022 г. А в начале 2021 г. в рамках сотрудничества с ООН был запущен трехлетний проект по поддержке правительства страны в развитии трех приоритетных секторов – водное хозяйство, сельское хозяйство

и адаптация прибрежных районов к изменению климата.

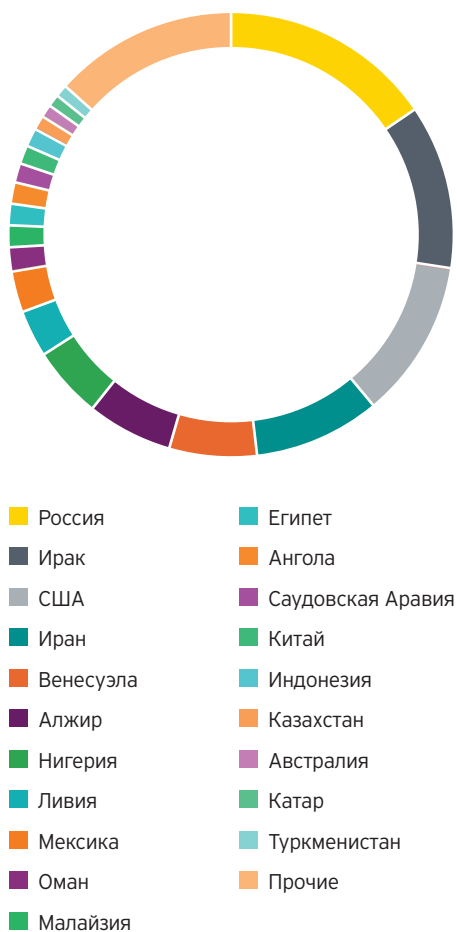
При этом Казахстан обязуется достичь углеродной нейтральности к 2060 г., а Россия через 30 лет планирует довести накопленный объем чистой эмиссии парниковых газов до уровня меньше, чем в Евросоюзе.

И все же климатическое регулирование на территории СНГ только формируется и отражает сложный компромисс между признанием глобальных принципов экологической, социальной и управленческой ответственности и реалиями углеродоемкой экономики. Это потребует от работающих на рынке компаний, в том числе участников нефтегазового сектора, реализации мероприятий, направленных на снижение углеродного следа.

**Бесприигрышным вариантом для СНГ в этих условиях становится операционная декарбонизация,** положительно сказывающаяся на ESG-рейтингах бизнеса, к которым инвесторы и кредитные организации обращаются все чаще на фоне роста климатических рисков. Эффективная монетизация газа может стать наиболее доступным шагом в сторону сокращения выбросов, а также коммерчески привлекательным инструментом по наращиванию выручки. В первую очередь это контроль за утечкой метана, который является более сильным парниковым агентом, чем углерод. Также стоит проработать вопрос по сокращению объемов сжигания попутного газа. Несмотря на действующее с 2012 г. постановление об утилизации 95% ПНГ, средний показатель по России далек от этого значения (82,6% в 2020 г.), что говорит о перспективности работ в данном направлении. В Казахстане, несмотря на хорошие показатели (97% в 2019 г.<sup>50</sup>), остается потенциал по доведению утилизации попутного газа до возможных 99%, что может стать одним из наиболее простых действий в ответ

на меняющуюся модель рынка с фокусом на экологичность. При всем разнообразии способов использования ПНГ (обратная закачка в нефтеносный пласт, закачка в газотранспортную систему для последующей продажи в составе природного газа, использование для выработки электрической и тепловой энергии, криогенная переработка в сжиженный газ, применение в качестве нефтехимического сырья) важно подготовить развернутое технико-экономическое обоснование, позволяющее оценить, какой метод будет наиболее приемлемым для конкретного месторождения.

Структура сжигания ПНГ по странам (2019 г.)



Источник: Всемирный банк

<sup>49</sup> <https://www.euneighbours.eu/ru/east/stay-informed/news/es-podderzhivaet-proekt-po-borbe-s-izmeneniem-klimata-v-azerbaydzhane>

<sup>50</sup> [https://kmg.kz/uploads/reports/KMG\\_OUR\\_2019\\_RU\\_v\\_023.pdf](https://kmg.kz/uploads/reports/KMG_OUR_2019_RU_v_023.pdf)



Утечка метана по странам (2019 г.)



- Россия
- США
- Ирак
- Ливия
- Иран
- Туркменистан
- Китай
- Венесуэла
- Канада
- Узбекистан
- Нигерия
- Кувейт
- Прочие

Источник: МЭА

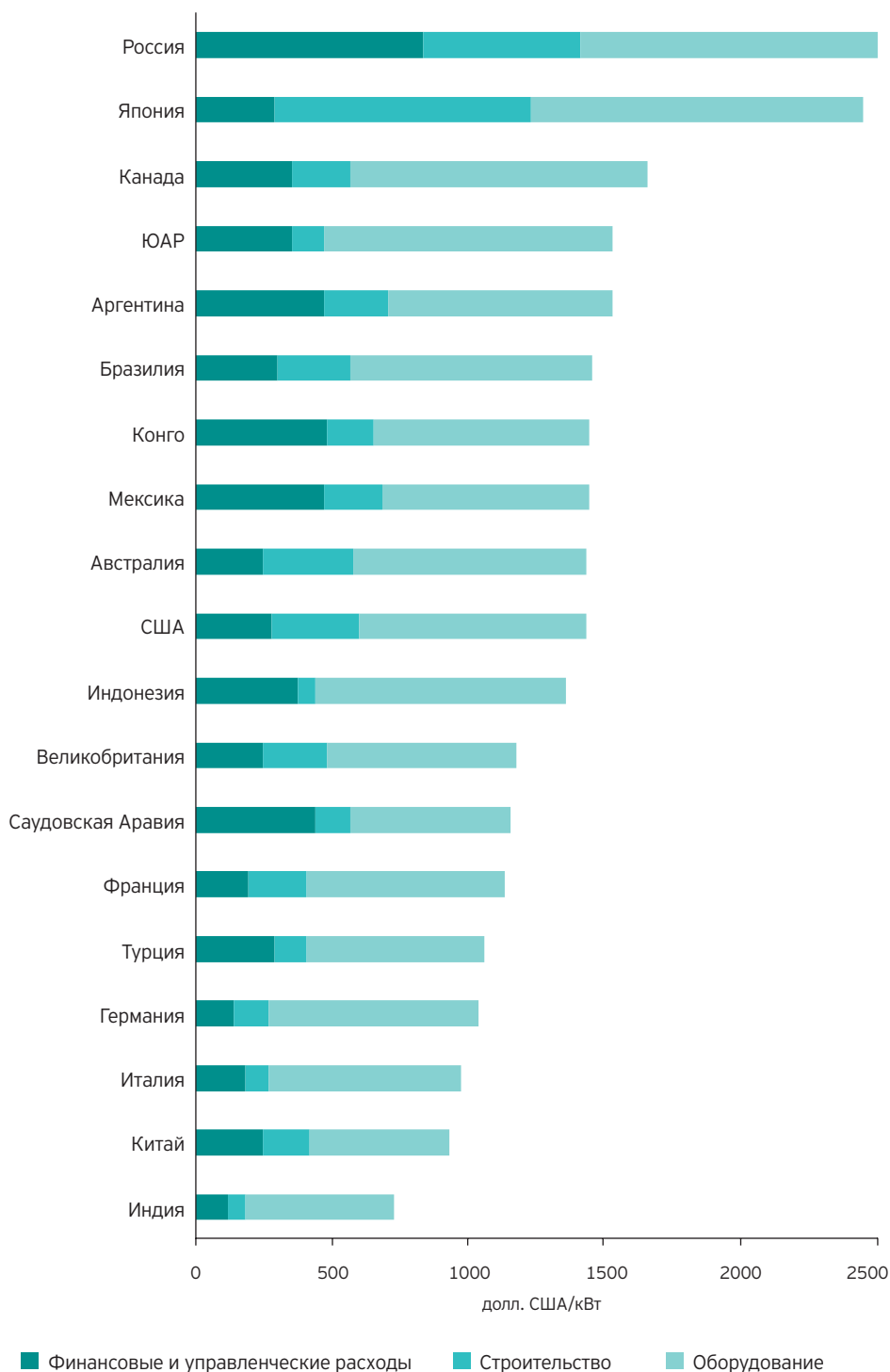
Будет ли этого достаточно? Или участникам нефтегазового сектора СНГ стоит задуматься о **трансформации** своего традиционного бизнеса подобно западным корпорациям? Ответ во многом зависит от особенностей каждой отдельной компании, но выбранные иностранными игроками направления диверсификации не всегда применимы для нашего региона.

Потенциал развития **возобновляемой энергетики** на большей части территории СНГ относительно низок, поскольку, например, в наиболее густонаселенных регионах России это потребует существенно больших затрат, чем традиционная теплогенерация. Как и в странах Персидского залива, обеспеченных дешевым сырьем, паритет себестоимости ВИЭ и хранения централизованно производимой энергии может наступить не ранее чем через 10 лет, а отсутствие масштабного локального производства и необходимость импорта ВИЭ-технологий увеличивают риски технологической безопасности. В свою очередь отсутствие развитого рынка делает локализацию невыгодной, что подталкивает российских производителей этих технологий рассматривать

экспорт как ключевое направление своих стратегий. При этом надо понимать, что технологии ВИЭ уже зрелые и принесут национальным экономикам мало ценности. Таким образом, данное направление может оказаться интересным для нефтегазовых компаний в большей степени для обеспечения «чистой» энергией своих собственных производственных процессов с целью сокращения углеродного следа реализуемой продукции, что уже некоторые и делают.

Рынок **биотоплива** можно рассматривать как одно из нишевых направлений диверсификации, поскольку южные регионы подходят для выращивания сельскохозяйственных культур с целью производства биокomпонентов. Но пока на территории СНГ жидкое биотопливо не получило заметного распространения, что естественным образом объясняется доступом к углеводородному сырью, а также отсутствием государственной поддержки, без которой конкуренция с традиционным бензином или дизелем невозможна, т. к. биотопливо отличается высокой себестоимостью. Однако риски перепроизводства традиционной сельхозпродукции и рост

**Стоимость установленных мощностей солнечной (PV) электроэнергетики по странам (2019 г.)**



Источник: IRENA

мирового спроса на «зеленые» энергоносители могут привести к тому, что ситуация изменится и для некоторых нефтегазовых компаний игра окажется стоящей свеч, особенно для тех, у кого уже есть опыт в этой сфере, полученный на зарубежных НПЗ.

Остаются еще более привычные для сектора направления, такие как нефтехимия и СПГ. Однако и они не могут решить всех проблем.

**Сжиженный природный газ** актуален только для тех, кто обеспечен запасами природного газа и имеет возможность расширять свои мощности по сжижению или же готов осуществлять масштабные инвестиции в строительство новых объектов и развитие инфраструктуры. При этом, например, если отталкиваться от долгосрочной программы развития производства СПГ, утвержденной правительством России, данное направление имеет определенные перспективы. Ориентируясь на создание СПГ-заводов в Арктике и на Дальнем Востоке, регулятор ставит цель занять до 20% глобального рынка к 2035 г. Однако по мере снижения спроса на газ за горизонтом 2040 г. компаниям придется сфокусироваться на повышении своей эффективности и конкурентоспособности.

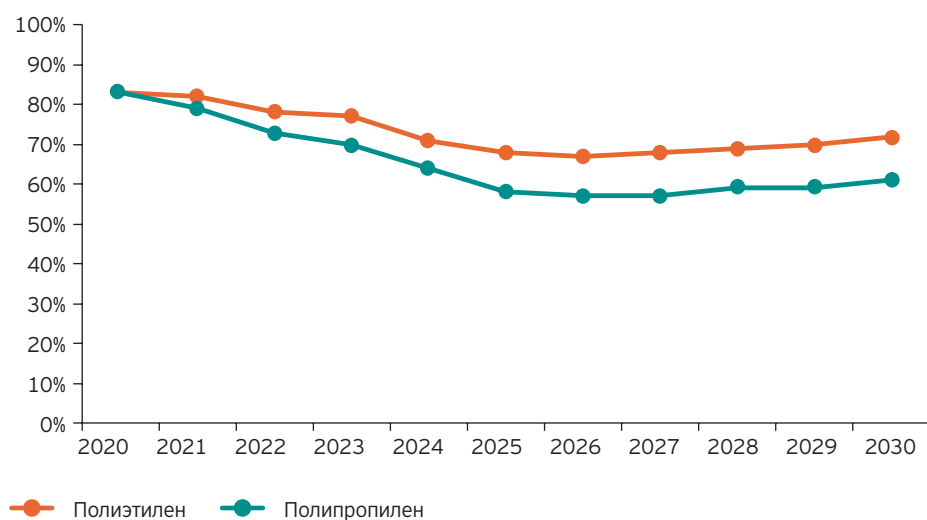
Что касается **нефтехимического бизнеса**, который многие рассматривают как альтернативу стагнирующему нефтепродуктовому, то перспективными могут стать только нишевые направления с выстраиванием комплексных продуктовых цепочек и созданием инновационных бизнес-моделей. Инвестиционная привлекательность новых производств, ориентированных на экспортную реализацию полиолефинов, уже далеко не так однозначна. На фоне массового интереса в мире к нефтехимии, а также стагнации спроса на полимерную продукцию на европейском рынке в совокупности с набирающей обороты экономикой замкнутого цикла и ужесточающимися требованиями по вторичной переработке пластика, еще до начала пандемии уже наблюдалась тенденция к перепроизводству.



Таким образом, очевидно, что в вопросе трансформации традиционного нефтегазового бизнеса в СНГ панацеи не существует. Каждая компания должна сформировать свой набор решений со своими уникальными преимуществами.

При этом для ускорения адаптации к меняющимся рыночным условиям необходимо кооперироваться в вопросе НИОКР и **технологического развития**. Несмотря на то, что углеводородное сырье не списывается со счетов мирового энергобаланса в ближайшие десятилетия, потребитель будет более внимательно относиться к его соответствию климатическим требованиям. В связи с этим компании СНГ столкнутся с необходимостью эффективной монетизации

**Ожидания по загрузке производственных мощностей по отдельным видам полимеров в мире**



Источник: Global Data



своей обширной ресурсно-сырьевой базы, что потребует «озеленения» продукции, погашения углеродного следа и повышения рентабельности, чтобы выдержать конкуренцию с другими экспортерами. На этом фоне важной частью долгосрочных стратегий отраслевых игроков выступают **технологии УХУ**, которые, по мнению экспертов, в будущем сформируют отрасль, сопоставимую по масштабам с сегодняшним нефтегазовым сектором.

Однако пока, несмотря на большой интерес к данному направлению, уровень готовности стран СНГ существенно уступает многим другим странам, что объясняется отсутствием законодательной базы и стимулов, а также системы ценообразования на углерод, связанной с его захватом и хранением. Там, где требующим масштабных инвестиций технологиям УХУ уделяется достаточное внимание, регуляторы прямо или косвенно участвуют в их разработке и внедрении. Например, в США с 2008 г., помимо прочего, действует налоговая программа по разделу 45Q, призванная стимулировать улавливание углерода и предоставляющая налоговый

кредит в размере 50 долл. США на тонну  $\text{CO}_2$  до 2026 г. за хранение диоксида углерода или 35 долл. США на тонну  $\text{CO}_2$  в случае его последующего использования в качестве реагента МУН. А в европейских странах (Великобритания, Норвегия) активно развивается кластерный подход, позволяющий существенно сократить удельные расходы на хранение за счет эффекта масштаба, а также снизить инвестиционные риски благодаря коммерческой синергии.

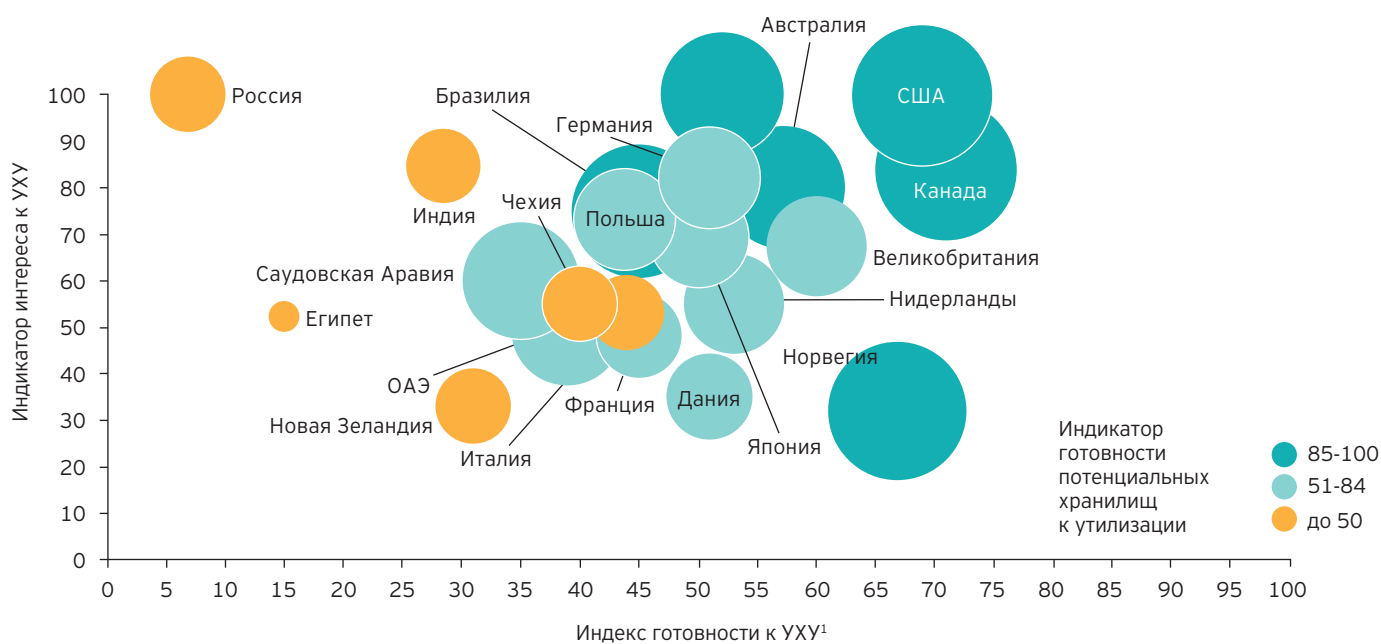
Говоря о синергии для нефтегазовых компаний, важно понимать, что от технологий УХУ зависит и развитие участниками рынка из СНГ **низкоуглеродного водородного бизнеса**, т. к. там они являются ключевым производственным звеном. Однако чем дольше откладываются решения по данным технологиям, тем больше вероятность того, что потенциал коммерциализации «голубого» водорода из СНГ будет снижаться. Согласно имеющимся на сегодняшний день оценкам, окно возможностей для этого направления начнет закрываться в 2030 г., но на примере ВИЭ и электромобилей мы уже видели,

что технологический прогресс ускоряется, а прогнозы корректируются. Кроме того, следует учитывать возможную поддержку со стороны регуляторов в странах, где разрабатывается необходимая для «зеленого» водорода технология электролиза.

Дополнительным элементом синергии для представителей отрасли является финальная ступень технологий УХУ. Выработанные месторождения могут использоваться для **хранения углерода** с промышленных предприятий, а на зрелых активах или месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами существует большой потенциал монетизации выловленного техногенного углерода в качестве реагента для повышения нефтеотдачи, позволяющего снизить вязкость нефти не меньше, чем при воздействии теплом, и повысить ее подвижность. При этом  **$\text{CO}_2$ -МУН** в ряде случаев помогает достичь нейтрального или даже отрицательного следа по всему жизненному циклу дополнительно добытой нефти с учетом совокупных выбросов диоксида углерода в процессе добычи, транспортировки, переработки



### Сравнение уровня готовности стран к разработке и внедрению технологий УХУ



<sup>1</sup> по юридическим и регуляторным аспектам

Источники: Financing CCS in developing countries (март 2021 г.), Global CCS Institute

и сжигания топлива в размере около 500 кг на 1 баррель и необходимости закачки для его получения от 300 до 600 кг CO<sub>2</sub>.

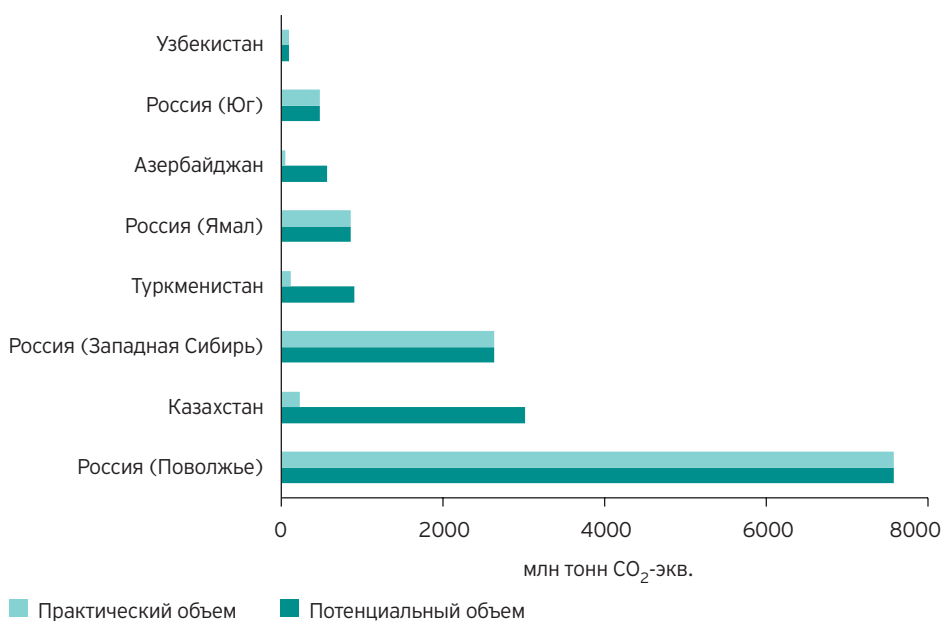
Потенциал для использования CO<sub>2</sub>-МУН, позволяющего увеличить коэффициент извлечения нефти на 15-20 п.п., присутствует в России и Казахстане. Например, согласно

Rystad Energy, российские возможности для использования метода оцениваются в 930 месторождений<sup>51</sup> (в Западной Сибири, Поволжье и на Ямале).

<sup>51</sup> За дымовой завесой. Как утилизация углекислого газа изменит мир (forbes.ru)

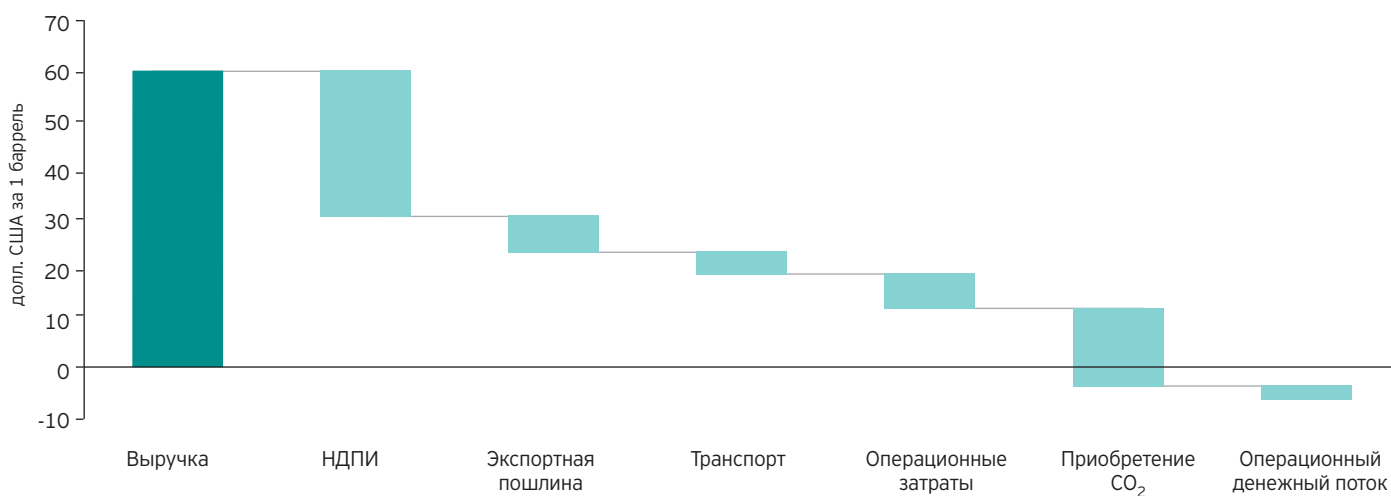
Если раньше одной из ключевых преград (помимо капиталоемкости) для промышленного применения CO<sub>2</sub>-МУН был недостаток углерода, то по мере масштабирования использования УХУ и роста объемов выловленного техногенного CO<sub>2</sub> эта проблема может решиться. С учетом концентрации промышленных производств как источников выбросов наиболее перспективным регионом для применения CO<sub>2</sub>-МУН в России представляется Поволжье (Татарстан и Башкортостан, а также Самарская область). Но пока при действующих фискальных и экономических условиях такие проекты нерентабельны. И даже снижения стоимости углерода за счет улавливания техногенных выбросов может оказаться недостаточно для окупаемости проекта, т. к. требуется строительство трубопроводной системы для поставки газа из точки эмиссии и улавливания.

### Кластеры СНГ с потенциалом применения CO<sub>2</sub>-МУН



Источник: UNECE, Oxford Institute of Energy Studies, Decarbonization pathways for oil and gas, March 2020

### Оценка операционного денежного потока при добыче дополнительного барреля нефти с применением CO<sub>2</sub>-МУН в Поволжье



Предпосылки расчета: стоимость Urals – 60 долл. США/барр., 1 долл. США – 75 руб., капитальные затраты не учитывались

Источники: WellEY, МЭА, Энергетический центр EY (Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия)

Таким образом, мы видим для нефтегазовых компаний СНГ большие возможности в сфере технологического развития, позволяющего достичь значимых синергетических эффектов на фоне набирающей обороты глобальной

декарбонизации без перехода на неизвестные альтернативные виды деятельности. Однако, чтобы остаться значимой частью мировой энергосистемы, участникам сектора необходимо вести диалог с государством в

отношении формирования среды для развития технологий УХУ, а также создавать консорциумы с другими углеродоемкими отраслями, которые не смогут декарбонизироваться без этих технологий.

# Переход от краткосрочной акционерной прибыли к долгосрочной ценности



С учетом того, что к 2050 г. доля ископаемого топлива в энергосистеме сократится, нефтегазовым компаниям нужно определить свою стратегию в части декарбонизации.

Новый акцент на эффективности процессов и управлении спросом с учетом решений, направленных на снижение выбросов CO<sub>2</sub> и использование альтернативных источников энергии, может на долгие годы сохранить возможности нефтегазовых компаний по созданию ценности.

Безусловно, есть беспроблемные шаги для адаптации к внешним условиям, к которым многие участники сектора уже давно приступили – повышение операционной энергоэффективности, утилизация попутного

нефтяного газа, сокращение выбросов метана, высаживание лесов и когенерация.

Но чтобы не упустить момент, производителям традиционного углеводородного сырья пора делать и стратегические ставки. При этом важно понимать, что в условиях ускоренного технологического развития уже нет универсальных решений. На первый план выходит умение управлять портфелем инвестиций и технологий, что предполагает тщательное отслеживание и оперативную реакцию на бизнес-возможности, а также продажу активов, которые перестали удовлетворять предъявляемым требованиям. И те компании, которые быстрее других овладеют такими навыками, смогут вырваться вперед.

При этом ключевым инструментом в развитии станут технологии и инновационные разработки, которые, если не упустить момент, могут значительно повлиять на имидж и будущие денежные потоки участников нефтегазового сектора СНГ. Как показывает опыт ряда стран, при правильной постановке целей возможно достижение выдающихся результатов: например, норвежские компании благодаря локализации производства с начала разработки своих месторождений в 1970-х годах стали лидерами на мировом рынке подводного и бурового оборудования, плавучих систем нефтедобычи, хранения и отгрузки, а также нефтегазового сервиса.



Однако, пока мы погружаемся в проблематику и делаем первые шаги, наши торговые партнеры, а может быть уже и конкуренты, поставившие перед собой климатические цели и модернизирующие законодательство с фокусом на поддержку трансформации, оказываются на шаг впереди.

Происходящий сейчас энергопереход впервые в истории обусловлен не экономическими причинами и требует участия регуляторов с целью поддержки трансформации, как это происходит, например, в ЕС. Нефтегазовым компаниям СНГ необходимо брать на себя инициативу и вести активный диалог с государством, чтобы совместно менять правила игры и создавать благоприятные условия для инвестиций в технологии, не окупающие себя в существующей сегодня модели рынка, но имеющие долгосрочную ценность. В новых условиях нужно выходить за пределы сектора и рассматривать комплексные решения с участием нескольких отраслей экономики (например, кластерное развитие водородной энергетики или технологий УХУ).

В частности, технологии УХУ, востребованные и в других секторах, которые без них не имеют возможности полноценно декарбонизироваться (цемент, металлургия), могут сильно выиграть от эффекта синергии. Но при отсутствии законодательства в этой сфере не отстать от конкурентов становится все сложнее, что чревато последующим импортом таких технологий и отсутствием ценности для экономики, продолжающей зависеть от углеводородного сырья. А исключительные выгоды, которые сулит сегодня «голубой» водород, требующий применения технологий УХУ, могут по прошествии времени существенно уменьшиться. По мере достижения точки паритета «зеленого» водорода с «голубым» окно возможностей будет закрываться. Сейчас ожидается, что эта точка будет достигнута к 2030 г., но прогнозы имеют свойство меняться, а технологический прогресс – ускоряться.

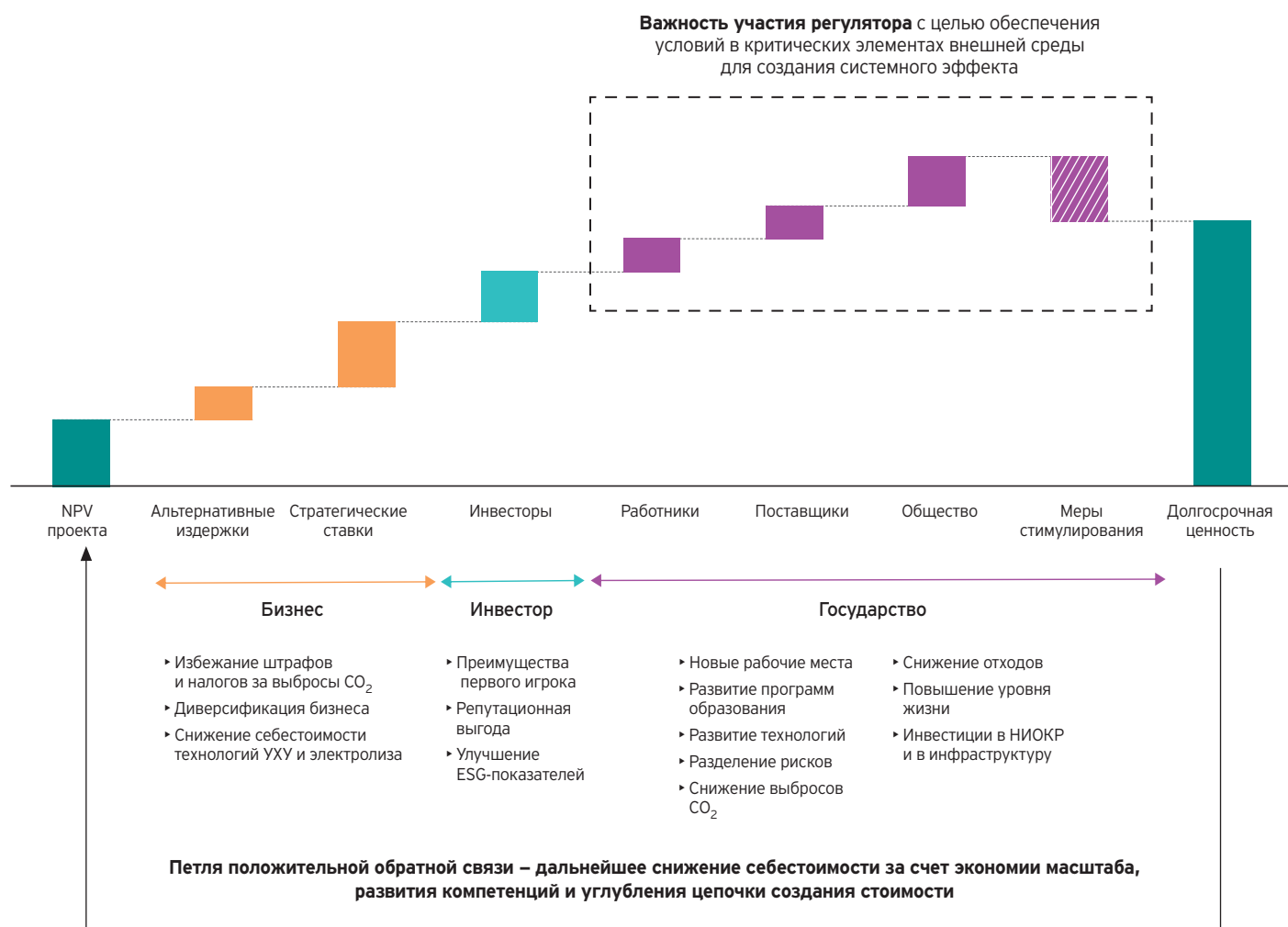
Создание партнерств «бизнес-инвестор-регулятор» помимо снижения инвестиционных рисков несет долгосрочную ценность и дополнительную выгоду для каждого участника. Компании получают сокращение углеродных

платежей, диверсификацию портфеля, доступ к внешнему финансированию, возможность сбыта низкоуглеродного сырья и дополнительную выручку. Инвесторы – преимущество первого игрока, а также репутацию устойчивого и ответственного вкладчика с высоким ESG-рейтингом. А государство, создавшее стимулы для развития технологий, в качестве отдачи помимо экологических преимуществ в виде снижения выбросов получает дополнительные рабочие места и диверсификацию экономики. Такая конфигурация поможет потребителям сохранить надежность и приемлемую стоимость энергоснабжения, а добывающим регионам – социальную стабильность.

При любом энергетическом переходе (с дерева на уголь или с угля на нефть) возникали трудности для традиционного бизнеса и огромные возможности для новых технологий. Стратегическое видение и ориентация на долгосрочную ценность и в наши дни позволит реализовать имеющийся потенциал стран СНГ по декарбонизации и воспользоваться открывающимися перспективами.



### Связь финансовой и долгосрочной ценности (иллюстративно)



# Контактная информация



## Алексей Лоза

Партнер, руководитель направления по оказанию услуг компаниям ТЭК, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 641 2945  
Alexey.Loza@ru.ey.com



## Екатерина Малыгина

Партнер, руководитель направления по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 755 9700  
Ekaterina.Malygina@ru.ey.com



## Антон Порядин

Партнер, руководитель EY-Parthenon в СНГ, соруководитель энергетического направления EY-Parthenon в Европе

Тел.: +7 (495) 755 9968  
Anton.Poriadine@parthenon.ey.com



## Артём Козловский

Партнер, руководитель направления по оказанию консультационных услуг компаниям нефтегазового сектора, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 705 9731  
Artiom.Kozlovski@ru.ey.com



## Григорий Арутюнян

Партнер, руководитель направления по оказанию консультационных услуг по сделкам компаниям ТЭК, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 641 2941  
Grigory.S.Arutunyan@ru.ey.com



## Алексей Рябов

Партнер, руководитель направления по оказанию налоговых услуг компаниям ТЭК, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 641 2913  
Alexei.Ryabov@ru.ey.com



## Кайрат Медетбаев

Партнер, руководитель направления по оказанию услуг нефтегазовым компаниям в Казахстане

Тел.: +7 (701) 220 9967  
Kairat.Medetbayev@kz.ey.com



## Наргиз Каримова

Партнер, руководитель направления по оказанию услуг нефтегазовым компаниям в Азербайджане

Тел.: +994 (12) 490 7020  
Nargiz.Karimova@az.ey.com



## Артём Ларин

Партнер, руководитель отдела услуг в области устойчивого развития, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 641 2971  
Artem.A.Larin@ru.ey.com



## Сергей Дайман

Директор, руководитель отдела услуг в области устойчивого развития в России

Тел.: +7 (495) 641 2937  
Sergey.Dayman@ru.ey.com



## Ольга Белоглазова

Руководитель Энергетического центра, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (495) 755 9700  
Olga.Beloglazova@ru.ey.com



## Никита Овсеев

Директор по развитию бизнеса, группа по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Тел.: +7 (921) 778 0828  
Nikita.Ovseev@ru.ey.com



## **EY | Совершенство бизнеса, улучшение мира**

**Следуя своей миссии – совершенствуя бизнес, улучшать мир, – компания EY содействует созданию долгосрочного полезного эффекта для клиентов, сотрудников и общества в целом, а также помогает укреплять доверие к рынкам капитала.**

**Многопрофильные команды компании EY представлены в более чем 150 странах мира. Используя данные и технологии, мы обеспечиваем доверие к информации, подтверждая ее достоверность, а также помогаем клиентам расширять, трансформировать и успешно вести свою деятельность.**

**Специалисты компании EY в области аудита, консалтинга, права, стратегии, налогообложения и сделок задают правильные вопросы, которые позволяют находить новые ответы на вызовы сегодняшнего дня.**

Название EY относится к глобальной организации и может относиться к одной или нескольким компаниям, входящим в состав Ernst & Young Global Limited, каждая из которых является отдельным юридическим лицом. Ernst & Young Global Limited – юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством Великобритании, – является компанией, ограниченной гарантиями ее участников, и не оказывает услуг клиентам. С информацией о том, как компания EY собирает и использует персональные данные, а также с описанием прав физических лиц, предусмотренных законодательством о защите данных, можно ознакомиться по адресу: [ey.com/privacy](http://ey.com/privacy). Более подробная информация представлена на нашем сайте: [ey.com](http://ey.com).

Мы взаимодействуем с компаниями из стран СНГ, помогая им в достижении бизнес-целей. В 19 офисах нашей фирмы (в Москве, Владивостоке, Екатеринбурге, Казани, Краснодаре, Новосибирске, Ростове-на-Дону, Санкт-Петербурге, Тольятти, Алматы, Атырау, Нур-Султане, Баку, Бишкеке, Ереване, Киеве, Минске, Ташкенте, Тбилиси) работают 5500 специалистов.

© 2021 ООО «Эрнст энд Янг – оценка и консультационные услуги». Все права защищены.

Информация, содержащаяся в настоящей публикации, представлена в сокращенной форме и предназначена лишь для общего ознакомления, в связи с чем она не может рассматриваться в качестве полноценной замены подробного отчета о проведенном исследовании и других упомянутых материалов и служить основанием для вынесения профессионального суждения. Компания EY не несет ответственности за ущерб, причиненный каким-либо лицам в результате действия или отказа от действия на основании сведений, содержащихся в данной публикации. По всем конкретным вопросам следует обращаться к специалисту по соответствующему направлению.

[ey.com/ru](http://ey.com/ru)