



# Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации

## Часть 2

### Есть ли возможности расширения рынка для российского газа в Европе?

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, сопредседатель с российской стороны Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу

Сегодня газовая отрасль России живет в условиях новой реальности – экспорт газа вышел на уровень около 200 млрд м<sup>3</sup> в год. Однако важно не воспринимать эту новую реальность как безусловно заданную постоянную новую нормальность на сегодня и завтра. Поэтому нельзя допустить стратегического просчета в оценке перспектив развития рынков, упустить их за сегодняшними успехами, руководствуясь известным высказыванием фон Клаузевица, что «стратегические просчеты невозможно компенсировать тактическими успехами».

В настоящей статье автор представляет свои персональные соображения (опираясь, в том числе, на доступные в публичном пространстве наработки ПАО «Газпром») о неизбежной эволюции газового экспорта России в европейском направлении. Это связано с дрейфом ЕС от сегодняшнего конечного потребления природного газа для энергетического и неэнергетического использования к завтрашнему (или даже послезавтрашнему) с целью потребления также и в качестве сырья для производства водорода для его дальнейшего использования в конечном потреблении в качестве «чистого топлива» в рамках опережающего движения ЕС в сторону низкоуглеродного развития.

Позиция автора сводится к необходимости (целесообразности) выявления возможностей взаимовыгодного сотрудничества РФ и ЕС в этой сфере на основе трех этапов предлагаемого ПАО «Газпром» участия РФ в декарбонизации ЕС (автор называет их «Трехходовкой Аксютина»). Такой подход может обеспечить дополнительный импортный спрос со стороны ЕС на российский природный газ по более широкому спектру направлений его использования, в том числе в качестве сырья для производства водорода, и уменьшить для ЕС затраты на низкоуглеродное развитие, то есть повысить тем самым благосостояние граждан Евросоюза.

«Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации. Часть 1» (см. НГВ#13/2019, стр. 101)  
 «Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации. Часть 2» будет опубликована в следующем номере НГВ  
 Исследование осуществляется при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта «Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов», проект № 19-010-00782.

## ТРИ ЭТАПА ПОЛИТИКИ ЕС ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Рассмотрим эволюцию политики ЕС по декарбонизации и как могут быть определены задачи российской стороны по ее адаптации в рамках взаимовыгодного взаимодействия сторон. На это, в частности, нацелена деятельность Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» (РГ2) Консультативного совета Россия – ЕС по газу (КСГ), которая на сайте Минэнерго России в разделе «Международная деятельность» в подразделе «ЭнергодIALOG Россия – ЕС» охарактеризована так: «...весной 2014 года ЭнергодIALOG Россия – ЕС был заморожен по инициативе ЕС. Практически единственным работающим органом ЭнергодIALOGа осталась экспертная Рабочая группа 2 «Внутренние рынки» (из трех имеющихся) Консультативного совета по газу».

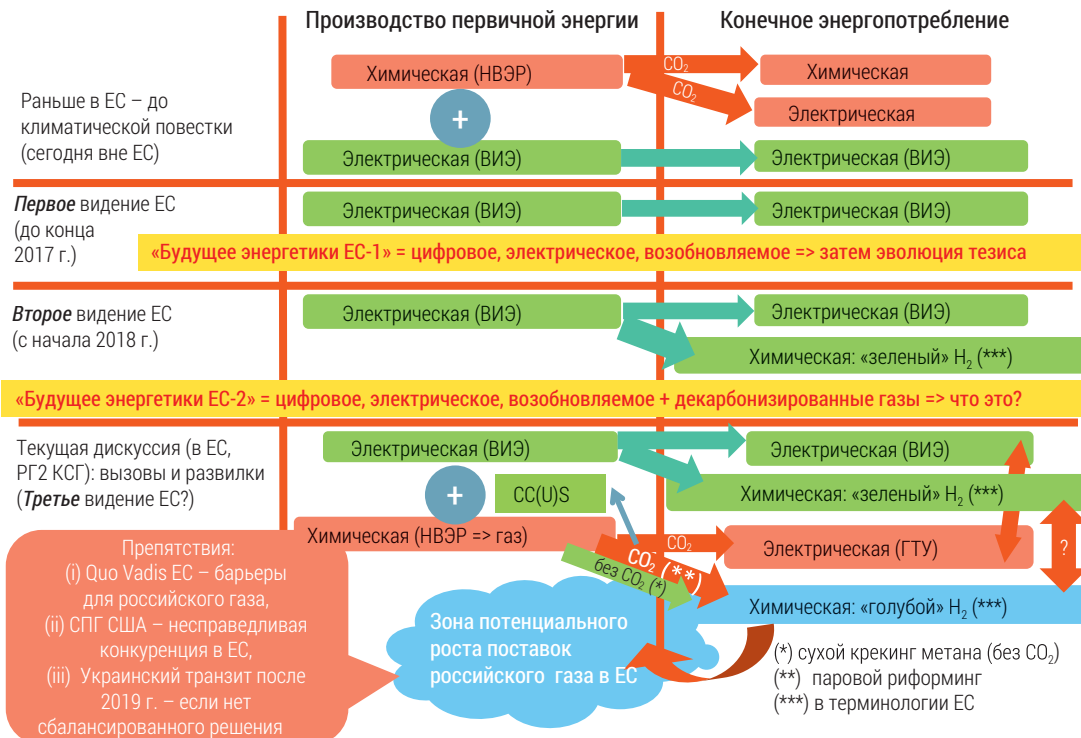
На разных этапах эволюции энергетической политики ЕС под воздействием климатической повестки в руководящих органах ЕС понимание эффективного перехода от производства первичной энергии к конечному энергопотреблению по-разному представляет трансформацию энергии первичной в энергию подведенную для достижения становящихся все более амбициозных-

ми климатических целей (см. «Эволюция политики ЕС по декарбонизации...»).

В исторической ретроспективе, до превращения климатической повестки в приоритет номер один в Европе, производство первичной энергии складывалось (и продолжает складываться в настоящее время) из преимущественно химической энергии невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР), например угля, нефти, газа, и первичной электроэнергии возобновляемых источников энергии (ВИЭ), например гидроэнергии. В производстве первичной энергии основная часть (четыре пятых) – это химическая энергия, то есть органическое топливо, которое затем преобразуется либо в химическую же энергию (для нужд транспорта, отопления, энергетического использования и т.д.), либо в электрическую энергию, при этом в обоих преобразовательных процессах присутствуют выбросы CO<sub>2</sub>, что не есть хорошо с позиции климатической повестки.

Поэтому ЕС пытается уйти от этой парадигмы, чтобы устранить энергопроизводства, которые связаны с выбросами CO<sub>2</sub>, и заменить их на низко- или безуглеродные технические решения. В связи с этим радикальное, с точки зрения автора, видение энергетического будущего ЕС, существовавшее в Евросоюзе до конца 2017 года

### ЭВОЛЮЦИЯ ПОЛИТИКИ ЕС ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ЗАДАЧИ РОССИЙСКОЙ СТОРОНЫ ПО ЕЕ АДАПТАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ В РАМКАХ РГ2 КСГ: ВЫЗОВЫ И РАЗВИЛКИ



Источник: составлено автором

(назовем его «Первое видение ЕС»), – это (несбыточная, ибо во многом популистская, на мой взгляд) мечта построить светлое европейское энергетическое будущее как полностью цифровое, электрическое, возобновляемое (digital, electrical, renewable). Страны ЕС собирались перейти исключительно на электроэнергию из возобновляемых источников в конечном потреблении энергоресурсов. Одна из плохо скрываемых мотиваций такого перехода – заменить экологически грязные (потому что органическое топливо) импортные молекулы (потому что ЕС зависит от импорта ископаемого топлива) на чистые (потому что из ВИЭ) отечественные (произведенные внутри ЕС) электроны, так как в ЕС считается, что произведенная внутри Евросоюза электроэнергия ВИЭ является экологически чистым – ибо без выбросов CO<sub>2</sub> – энергопроизводством.

Понятно, что основным проponentом такого подхода является электроэнергетический бизнес и его лобби, которое таким образом выступает против газа.

Но в многочисленных исследованиях было показано и доказано, что, во-первых, электроэнергия ВИЭ (солнечная, ветряная) не является экологически чистым энергопроизводством (по традиционным загрязнителям), если считать по полному производственному циклу ВИЭ, включая изготовление оборудования для получения электроэнергии ВИЭ. Например, фотоэлектростанций (ФЭП), в солнечных панелях которых используются редкоземельные материалы, а их получение является одним из наиболее экологически грязных производств. Правда, эти грязные производства (добыча редкоземельных металлов и само изготовление ФЭП) размещены далеко за пределами ЕС – в основном, в Китае. Так что выбросы традиционных загрязнителей в рамках производственного цикла ВИЭ вынесены за пределы ЕС. Но ведь климатическая проблема имеет глобальный характер...

Во-вторых, производство электроэнергии ВИЭ предвзвешивает спектр новых, нетрадиционных негативных воздействий на окружающую среду. Недавняя фраза российского президента о червяках, вылезающих из земли при работе ветроэнергостановок, является пусть и несколько утрированной, но характерной иллюстрацией новых экологических проблем (например, низкочастотные колебания приводят к дезориентации животных и птиц на путях миграции), с которыми уже приходится сталкиваться при наращивании использования ВИЭ.

Однако к началу 2018 года в энергетическом руководстве ЕС произошла ментальная революция. Она, собственно, и открыла, на мой взгляд, возможность для взаимодействия России и ЕС в рамках декарбонизационной и газовой повестки. То есть открыла возможность для поиска взаимоприемлемого сценария обеспечения низкоуглеродного развития ЕС с помощью природного газа. В частности (если удастся доказать и убедить во взаимовыгодности этого органы принятия решений в ЕС), с помощью российского газа. И за счет не только структурной, но и технологической декарбонизации на основе метана.

## ДЕКАРБОНИЗИРОВАННЫЕ ГАЗЫ: ОТКРЫТИЕ ОКНА ВОЗМОЖНОСТЕЙ

В январе 2018 года заместитель генерального директора Генерального директората по энергетике Еврокомиссии и директор по внутреннему энергетическому рынку ЕС Клаус-Дитер Борхардт, де-факто реальный куратор формирования архитектуры этого рынка (он же глава КСГ с европейской стороны и регулярный и активный участник заседаний РГ2 КСГ), в видеоинтервью для Флорентийской школы регулирования впервые официально высказал (а затем на разных публичных форумах, устно и письменно, в разных СМИ, в том числе и на страницах «Нефтегазовой Вертикали» в июле прошлого года в ходе интервью с ним, стал активно излагать и развивать тезис), что невозможно на основе одних ВИЭ и полной электрификации обеспечить как решение задачи будущего энергообеспечения ЕС, так и достижение амбициозных экологических целей ЕС по радикальному снижению выбросов. Плюс к этому, значительная часть энергопотребления требует в качестве подведенной энергии не электрическую, но химическую (то есть не электроны, а молекулы).

Поэтому К.Д. Борхардт сформулировал (предложил/озвучил) адаптированную (скорректированную) версию «Первого видения ЕС», а именно: «цифровое, электрическое, возобновляемое, плюс декарбонизированные газы». Я называю это «Вторым видением энергетического будущего ЕС».

Итак, с января 2018 года парадигма декарбонизации ЕС существенно изменилась, открыв окно возможностей для поиска оптимальной роли газа (органического топлива) в декарбонизационной повестке ЕС (нацеленной на отказ от использования органического топлива). Новой парадигмой стали возобновляемые энергоресурсы, то есть возобновляемая электроэнергия, плюс декарбонизированные газы. В рамках «Второго видения» ЕС собирается преобразовывать электроэнергию ВИЭ в химическую – для получения так называемого (в терминологии ЕС) «зеленого» водорода.

Первоначальная логика такова: природный цикл производства ветровой и /или солнечной электроэнергии не совпадает с традиционным регулярным циклом потребления электроэнергии (два пика – утренний и вечерний, два провала – ночной и дневной). Поэтому могут появляться периоды производства избыточной электроэнергии ВИЭ. Поскольку возможности крупномасштабного хранения электроэнергии еще долго будут отсутствовать на практике, это позволяет по нулевой или даже отрицательной цене избыточную электроэнергию ВИЭ, путем гидролиза воды, преобразовывать в «зеленый» водород. Водород же можно хранить, в частности, в существующей газотранспортной инфраструктуре, что означает активное ее использование в рамках декарбонизационной повестки.

Однако многочисленные расчеты европейских специалистов показали, что только лишь «зеленого» водорода, в дополнение к электроэнергии ВИЭ, окажется

для ЕС недостаточно. Об этом, в частности, и статья Джонатана Стерна (см. *НГВ#13–14, стр.101*), подготовленная на основе его более широкого исследования, опубликованного Оксфордским институтом энергетических исследований (OIES) ранее в этом году. Поэтому возник переход от «Второго» к «Третьему видению» ЕС, которое расширило зону декарбонизированных газов, включив туда получение водорода из органического топлива, в первую очередь – из природного газа как наиболее экологически чистого из них. Такой водород был назван в ЕС «голубым» и до недавнего времени включал в себя исключительно технологию парового риформинга (основной на сегодня способ получения водорода в мире) в жесткой связке с CCS, поскольку в ходе парового риформинга происходит выделение CO<sub>2</sub>, который необходимо утилизировать.

Активными проponentами этого подхода являются норвежская компания Equinor (бывшая Statoil), нидерландская Gasunie, французская Total, англо-голландская Shell и ряд других компаний – преимущественно Северо-Западной Европы. Их высокопоставленные представители активно пропагандируют этот путь (и демонстрируют результаты многочисленных практических работ в данном направлении) как генеральную линию производства декарбонизированных газов на основе парового риформинга метана (ПРМ) с последующим сбором и захоронением CO<sub>2</sub> в отработанных нефтегазовых месторождениях Северного моря.

Прагматичный интерес норвежской стороны именно к этой технологии производства водорода, точнее, к завершающему ее элементу – сбору, использованию и захоронению CO<sub>2</sub>, понятен. Во-первых, использовать закачку CO<sub>2</sub> для повышения нефтеотдачи на североморских месторождениях, во-вторых, для его захоронения в истощенных месторождениях на шельфе страны. И если первое направление – это часть существующего нефтяного бизнеса, то второе – это формирование принципиально нового бизнеса, причем в условиях ужесточающейся в ЕС климатической повестки – бизнеса изначально потенциально широкомасштабного. Так, одно лишь крупнейшее в свое время газовое месторождение Фригг (на границе норвежского и британского секторов Северного моря), выведенное из эксплуатации в 2004 году после 27 лет добычи газа, располагает, по наиболее оптимистичным оценкам, объемами захоронения 700 млн тонн CO<sub>2</sub> на период закачки 85 лет.

Норвежский нефтяной директорат подготовил и предлагает такую широкомасштабную программу на основании более чем 20-летнего опыта захоронения CO<sub>2</sub> (за период с 1996 года было захоронено около 30 млн тонн). Пятого июля 2018 года Министерство нефти и (электро)энергетики объявило перечень участков недр на шельфе страны для получения лицензий на использование пластовых резервуаров подводных месторождений в целях захоронения («для закачки и хранения») CO<sub>2</sub>.

К 2022 году в Норвегии будет введен проект полного цикла CCS на 1,5 млн тонн утилизации CO<sub>2</sub> в год (поло-

вину этого объема будут обеспечивать ТЭС в Осло и цементный завод в Хайдельберге) сроком на 25 лет. Цель всех этих активных действий по накоплению практического опыта утилизации CO<sub>2</sub> понятна: кто первый захватит новую рыночную нишу, тот и будет органически расти вместе с ростом этого бизнеса в рамках ужесточающейся и необратимой климатической/экологической политики ЕС (по борьбе с выбросами тепличных газов, в том числе по предотвращению/утилизации таких выбросов).

## ПОЧЕМУ ТОЛЬКО ДВЕ, А НЕ ТРИ?

В ведущейся в Европе дискуссии на тему декарбонизированных газов вплоть до настоящего времени фактически обсуждаются плюсы и минусы только двух основных технических решений по производству водорода – электролиза и парового риформинга метана (ПРМ) с CCS/CC(U)S. Это отражает бизнес-интересы соответствующих компаний и стран.

Так, в «Дорожной карте водорода для Европы» приводятся только две технологии и говорится, что «производство водорода будет представлено в основном комбинацией электролиза и парового риформинга метана/автотермического риформинга с CCS в Европе». Основными проponentами этих двух направлений являются (могут являться):

- ◆ в случае электролиза: скандинавские страны – так называемые гидроэнергетические государства, в энергобалансе первичной энергии которых высока (превышает 50%) доля гидроэнергии, страны/регионы концентрации производства солнечной (Пиренейский полуостров? Юг Италии?) и/или ветровой энергии, причем в последнем случае – как наземного, так и морского (стационарного и плавучего) базирования (прибрежные районы Северного моря?), Франция (?) с ее АЭС, требующими работы в базе графика нагрузки, но также и оппоненты производства водорода на основе метана (по причине оппозиции вовлечению любых видов органического топлива в хозяйственную деятельность), а также радикальная часть «зеленой общественности» – оппоненты использования CCS (последователи философии NIMBY – not in my back yard/ не на моем заднем дворе);

- ◆ в случае ПРМ: страны-обладатели подходящих для захоронения CO<sub>2</sub> пластовых резервуаров/отработанных месторождений вблизи районов энергопотребления (а значит, районов генерирования выбросов CO<sub>2</sub>) и производства водорода (Норвегия, Великобритания, Дания, возможно Италия – районы дельты реки По); разработчики технологий CCS, но также и те «общественные деятели» и СМИ, кто не обладает знанием о технологии пиролиза метана (производства водорода из метана без выбросов CO<sub>2</sub>, о чем подробнее будет сказано далее).

Применение CCS, который является необходимым (имманентно присущим) элементом технологии производства водорода на базе ПРМ, повышает стоимость производства водорода из метана по данной технологии на 20–30%. Но вследствие доминирующего в ЕС



представления, ПРМ является как бы единственной (отличной от электролиза) технологией получения водорода из природного газа. При этом букву S в аббревиатуре CCS необходимо расшифровывать не как «хранение» (storage), но как «захоронение» (sequestration), так как закачанный в недра CO<sub>2</sub> (если не в целях повышения нефтеотдачи) не может быть более производительно использован, по крайней мере, в рамках текущего инвестиционного цикла. Значит, затраты на CCS нельзя рассматривать как инвестиции для следующего инвестиционного (производственного) цикла, но лишь как чистое удорожание затратной сметы в рамках текущего инвестиционного (производственного) цикла. Поэтому для меня не является удивительной общепринятая в ЕС расшифровка S в CCS как «хранение» – это неявная форма создания более благоприятного имиджа технологии ПРМ, попытка визуальной компенсации имманентно присущих ПРМ недостатков (дополнительных экономических обременений) в виде CCS.

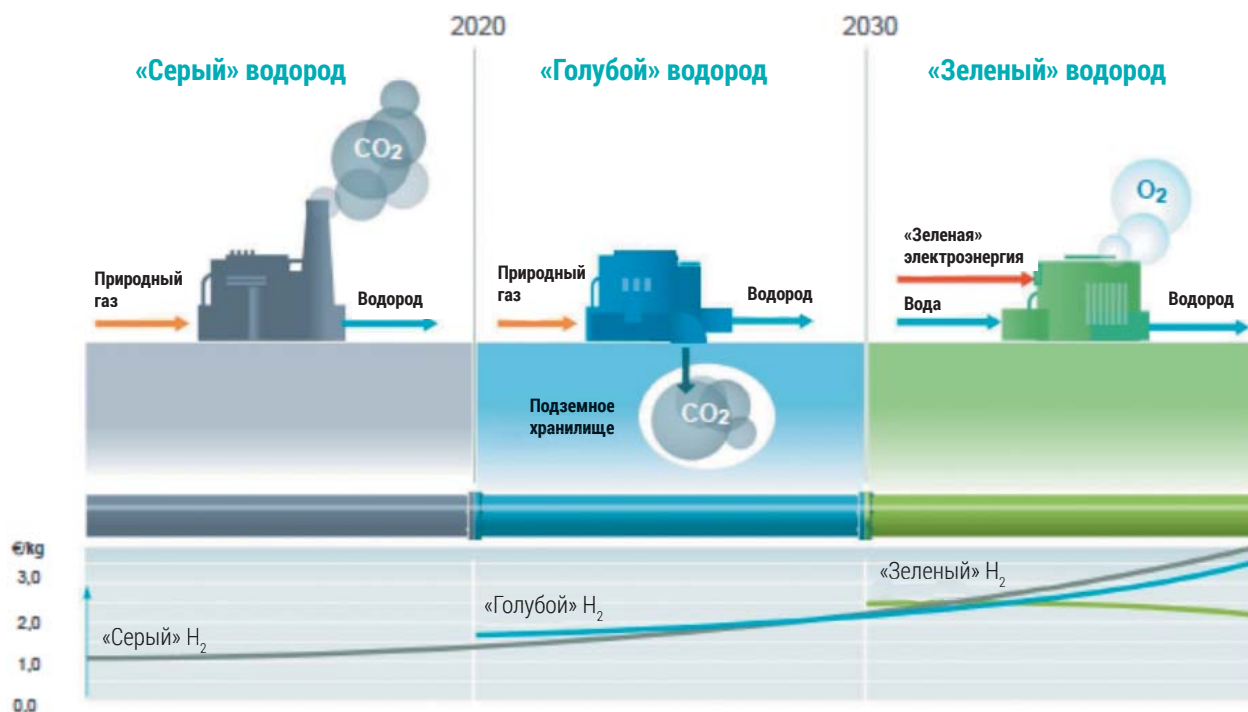
Однако таким зауженным представлением в ЕС о доминантных технологиях производства водорода, говоря только о двух (электролизе и ПРМ) вместо трех (плюс пиролиз метана), формируется представление о дополнительных (и не только экономических) издержках

производства водорода из метана. И тем самым в явной или неявной форме преподносится преимущество электролиза для производства так называемого «зеленого» (в терминологии ЕС) водорода. То есть продолжает пропагандироваться переход к полностью электрическому будущему ЕС. Причем это делается иногда с подменной понятий.

## ПОДМЕНА ПОНЯТИЙ

В ходе блестящего семинара – мастер-класса по водороду, организованного Центром энергетики Московской школы управления «Сколково» совместно с Energy Delta Institute (Нидерланды) 23 мая 2019 года, один из докладчиков (Рене Шютте) в ходе своего выступления привел слайд, публикуемый с любезного разрешения докладчика (см. «Каким образом формируются ложные представления...»). Он наглядно демонстрирует, на мой взгляд, каким образом общественное мнение внутри и за пределами ЕС формируется в поддержку «зеленого» водорода, получаемого методом электролиза, а в итоге – в пользу полностью электрического будущего ЕС на основе ВИЭ (то есть в пользу отказа от газа для производства H<sub>2</sub>). В то же

**КАКИМ ОБРАЗОМ ФОРМИРУЮТСЯ ЛОЖНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И ОЖИДАНИЯ ВНУТРИ И ЗА ПРЕДЕЛАМИ ЕС В ПОЛЬЗУ ТОЛЬКО «ЗЕЛЕНОГО» ВОДОРОДА И «ПОЛНОСТЬЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО БУДУЩЕГО ЕС»**



Источник: René Schutte (N.V. Nederlandse Gasunie). Production of Hydrogen. // Masterclass in Hydrogen, May 2019, Moscow, Energy Center of Moscow Skolkovo School of Management jointly with the Energy Delta Institute Energy Business School, 23.05.2019 (в оригинальной версии слайд озаглавлен: «Водород: от серого к зеленому»)

время этот слайд показывает, каким образом формируются ложные представления и ожидания.

Этот слайд (который докладчик, как он сам в итоге отметил, некритично позаимствовал из иной работы) вызвал у меня по ходу семинара ряд вопросов и комментариев. Во-первых, почему не показаны технологии производства водорода без выбросов CO<sub>2</sub>? Это выводит из сопоставления потенциально наиболее конкурентоспособные технологии производства чистого водорода (без выбросов CO<sub>2</sub>).

Во-вторых, приведенные на графике кривые в евро/кг H<sub>2</sub> в зависимости от времени на следующие 20–30 лет воспринимаются как кривые затрат на производство водорода (кривые обучения). Но в итоге оказалось (по итогам дискуссии с докладчиком, которая началась с моего вопроса, почему кривые задираются вверх, а не падают вниз с течением времени, как положено кривым обучения), что это кривые не издержек, но оптовых цен на H<sub>2</sub>. Они включают в себя **допущения** о налогообложении (вероятно, различное для различных технологий производства водорода), ценах на газ (что они будут расти в связи с падением добычи в ЕС) и т.д.

В-третьих, демонстрация очевидных ножниц цен (воспринимаемых без разъяснений как ножницы затрат на производство водорода разными технологиями) отражает все еще доминирующую в ЕС философию

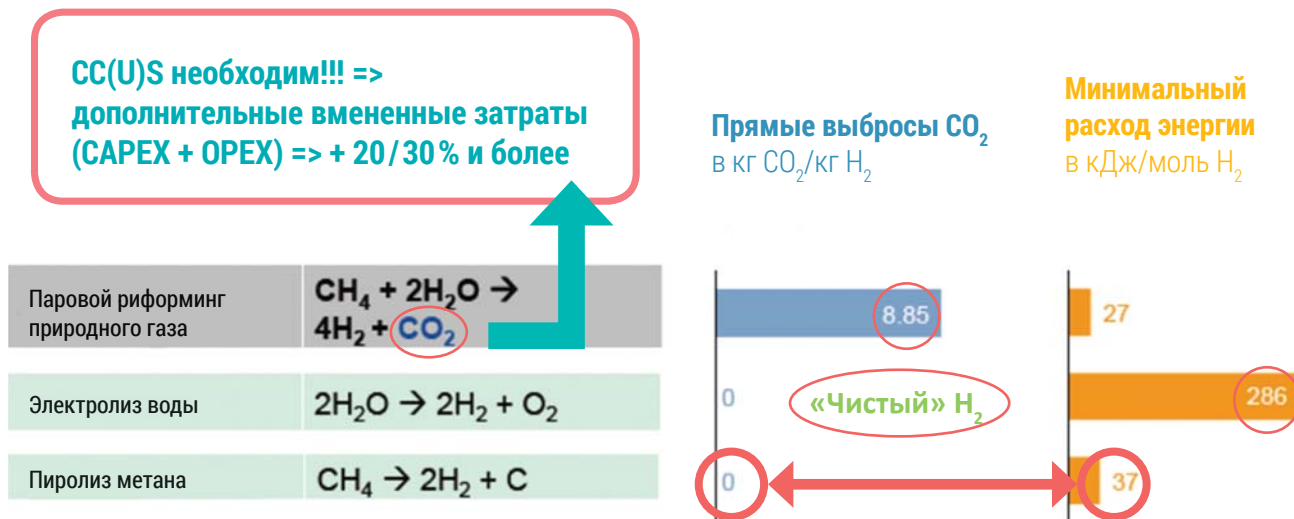
замены импортных молекул отечественными электронами и предрекает конец газовой эры после 2030 года, когда электролиз (получение «зеленого» водорода) оказывается выгоднее получения водорода «серого» (с выбросами CO<sub>2</sub>) и /или «голубого» (ПРМ с выбросами CO<sub>2</sub> плюс CCS).

### ТРЕТИЙ ПУТЬ ДЛЯ ВОДОРОДА

Однако существует и иной способ получения водорода из метана – прямой крекинг и аналогичные технологии (без доступа кислорода, в отличие от парового риформинга), при котором не происходит выделения CO<sub>2</sub>, а конечными продуктами являются водород и твердый углерод. Таким образом, существуют не два, а три ключевых направления производства водорода, причем третье (прямой крекинг метана) обладает неоспоримыми конкурентными преимуществами по сравнению в первыми двумя (см. «Три группы ключевых технологий производства водорода»).

При электролизе в качестве сырья используется вода, из которой получается, как считают в ЕС, экологически чистый водород (отсутствуют выбросы CO<sub>2</sub>). Однако, как отмечалось, он чистым не является ни в случае его производства за счет электроэнергии ВИЭ (если считать по полному воспроизводственному циклу, с учетом изготовления оборудования для ВИЭ), ни даже на стадии

### ТРИ ГРУППЫ КЛЮЧЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА



Источник: составлено автором на основе: Dr. Andreas Bode (Program leader Carbon Management R&D). New process for clean hydrogen. // BASF Research Press Conference on January 10, 2019 / (<https://www.basf.com/global/en/media/events/2019/basf-research-press-conference.html>)

собственно энергопроизводства, если электроэнергия для электролиза берется из энергосистемы, поскольку примерно 20% производства электроэнергии в ЕС обеспечивают угольные ТЭС. Так как молекулы воды очень устойчивы, у электролиза весьма высока энергоемкость – примерно в восемь-десять раз выше, чем у парового риформинга и /или пиролиза метана. В силу этого он не получил широкого распространения. Сегодня существуют лишь первые промышленные установки электролиза малой мощности.

При ПРМ сырьем для производства водорода является ископаемое топливо, поэтому полученный в результате водород не считается в ЕС таким же чистым, как при электролизе. ПРМ – это основной метод производства водорода в мире (примерно 95% общего объема). У него низкая энергоемкость – в 10,5 раз ниже, чем у электролиза. Но поскольку производство водорода по этой технологии происходит с доступом кислорода, то в итоге получаем выбросы  $\text{CO}_2$ , и весьма значительные. Производство 1 тонны водорода методом ПРМ приводит к образованию примерно 9 тонн  $\text{CO}_2$ , в итоге сегодня в целом по миру примерно 1% всех антропогенных выбросов тепличных газов – от парового риформинга. Значит, необходимо обязательное применение в связке с ПРМ технологии  $\text{CC(U)S}$ , а это – дополнительные затраты, как капитальные, так и эксплуатационные (примерно 20–30% и более к смете).

При пиролизе метана (ПМ) и в аналогичных ему технологиях производства  $\text{H}_2$  без доступа кислорода в качестве сырья используется природный газ,

как и при ПРМ, но на выходе мы получаем чистый  $\text{H}_2$  (как при электролизе), то есть без выбросов  $\text{CO}_2$ . При этом пиролиз метана обладает почти в восемь раз более низкой энергоемкостью, чем электролиз. Несмотря на то, что имеется опыт промышленной эксплуатации пиролиза (в конце 1990-х годов в Канаде, но там основным продуктом был твердый углерод (ТУ), а получение водорода было побочным эффектом), сегодня действуют лишь пилотные установки для получения именно водорода как основного продукта методом пиролиза. Они имеются и в Европе (в Германии: компания BASF, Технический институт Калрсруэ; в Испании – Политехнический университет Мадрида и др.), и в России (Томский политехнический университет). Поэтому требуются быстреешая коммерциализация этой технологии и начало ее широкомасштабного применения, чтобы вывести ее на кривую обучения, на те объемы применения, при которых начинается тиражирование полученных в ходе промышленной эксплуатации усовершенствований. Это приводит к резкому снижению издержек.

Вторая проблема, которую предстоит решить, – это утилизация твердого углерода, получаемого при пиролизе как побочный продукт в существенных объемах: 3 кг ТУ на 1 кг выхода  $\text{H}_2$ . Варианты использования (основные рынки) для ТУ – это алюминиевая и сталелитейная промышленность (имеются положительные опыты применения), шинная, цементная (добавки к цементу). Возможности хранения/захоронения ТУ более благоприятны по сравнению с  $\text{CO}_2$ . ТУ можно использовать как добавки в почву, наполнитель. ❗



Оценки, прогнозы  
и рекомендации  
топ-менеджеров  
нефтегазовых компаний

[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)