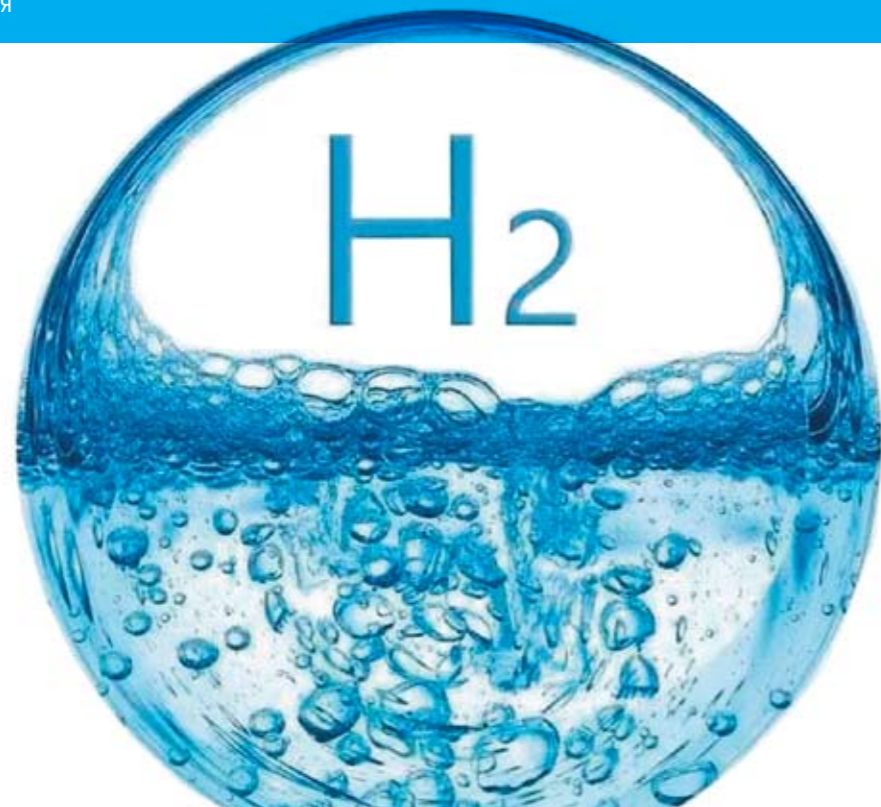


Андрей Конопляник\*

## Как не угодить в водородную ловушку

Россия может занять место ключевого провайдера водорода для декарбонизированной Европы. Однако баланс выгод и издержек водородного взаимодействия РФ с ЕС должен быть тщательно выверен. Интересам России отвечает вариант сохранения экспорта природного газа и производство из него водорода методом пиролиза в местах потребления



Принятый в 2019 году «Зеленый курс» Евросоюза поставил целью достичь углеродной нейтральности ЕС к 2050 году, опираясь на развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и декарбонизированных газов, в первую очередь водорода (H<sub>2</sub>). При этом в «Водородной стратегии ЕС» от 8 июля 2020 года ставка делается на «возобновляемый» H<sub>2</sub>, получаемый методами электролиза воды с использованием электроэнергии ВИЭ. Однако в ЕС признано, что прогнозные объемы такого водорода к середине столетия будут недостаточно для достижения цели нулевых выбросов. По оценкам Еврокомиссии, собственные европейские мощности по производству «возобновляемого» H<sub>2</sub> покроют лишь около половины прогнозного потребления.

Поэтому допускается как импорт водорода, так и его производство из природного газа.

Последнее — исключительно методами парового риформинга метана (ПРМ) с обязательным улавливанием и захоронением углекислого газа (CO<sub>2</sub>). При этом жестко заявлено, что H<sub>2</sub> из природного газа — это лишь временный, вынужденный попутчик «возобновляемого» H<sub>2</sub>. Поэтому все доступные финансовые ресурсы ЕС в рамках разнообразных инструментов поддержки постпандемического восстановительного роста в энергетической сфере общим объемом свыше триллиона евро сконцентрированы исключительно на развитии ВИЭ и «возобновляемого» H<sub>2</sub>, а также биогазов.

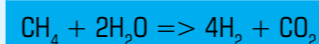
ЕС стремится продвинуть стратегию водородного сотрудничества с РФ, в со-

ответствии с которой Россия, как страна — производитель нефти и газа, получает водород методом электролиза на основе недозагруженных ГЭС и АЭС, а также парового риформинга «у устья скважины», чтобы выделяемый при этом CO<sub>2</sub> закачивать в продуктивные пласты разрабатываемых месторождений, и потом уже считающийся чистым H<sub>2</sub> транспортировать в Европу, замещая им экспорт считающегося грязным органического топлива.

Представляется, что такая схема взаимодействия не оптимальна для России. Причем сразу по двум пунктам — месту производства водорода и базовой технологии его производства. С нашей точки зрения, более перспективна схема, в соответствии с которой водород производится методом пиролиза метана (без выбросов CO<sub>2</sub>) не в местах добычи природного газа (на севере России), а в местах потребления водорода (в Европе), что исключает крайне затратную и контрпродуктивную переналадку газовой инфраструктуры Россия—ЕС с метана на водород и является взаимовыгодным для РФ и ЕС предприятием. Отмечу при этом, что чистым или грязным (по наличию или

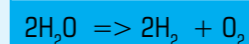
ТЕХНОЛОГИЯ  
ОСОБЕННОСТИ

### ПАРОВОЙ РИФОРМИНГ МЕТАНА



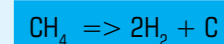
Сопровождается эмиссией углекислого газа (8,85 кг CO<sub>2</sub> на 1 кг H<sub>2</sub>), требуется улавливание и захоронение CO<sub>2</sub>

### ЭЛЕКТРОЛИЗ ВОДЫ



Удельная энергоемкость превышает ПРМ более чем в 10 раз. Требует дополнительной энергетической мощности

### ПИРОЛИЗ МЕТАНА



Удельная энергоемкость превышает ПРМ в полтора раза, но отсутствует необходимость в утилизации CO<sub>2</sub>. Маркетинг твердого углерода (сажи) улучшает финансируемость проектов

отсутствию выбросов CO<sub>2</sub> при использовании) делает энергоресурсы не наличие молекул углерода в первичной энергии, а технологии ее переработки, преобразования и конечного использования и итогового превращения в полезную работу и потери, а также выбросы в рамках производственного цикла соответствующего энергетического оборудования.

### Перспективный пиролиз

Вся публичная информация в западных СМИ практически полностью посвящена двум первым упомянутым источникам получения H<sub>2</sub> — электролизу и паровому риформингу с улавливанием и захоронением CO<sub>2</sub> (технология CCS). Хотя на самом деле их три (см. схему 1). Третий способ — пиролиз метана, то есть получение H<sub>2</sub> из природного газа без доступа кислорода, что исключает образование углекислого газа, вместо которого побочным продуктом становится твердый углерод (сажа) — климатически нейтральный и имеющий широкий спектр применения.

Следует признать, что пиролизная группа технологий характеризуется пока меньшим уровнем технической готовности, чем ПРМ или электролиз на установках малой единичной мощности. Однако наиболее распространенная сегодня технология ПРМ всегда будет дороже по сравнению с пиролизом на величину затрат на улавливание и захоронение CO<sub>2</sub>. Эти дополнительные расходы, по разным оценкам, увеличивают затраты на собственно риформинг на 20–100%. При этом технология CCS характеризуется гораздо меньшим уровнем технической готовности, чем ПРМ, и к тому же во многих странах встречается мощную общественную оппозицию (аналогичную кампаниям против захоронения разного рода отходов на территории, в акватории или в недрах страны). Это уравнивает пиролиз и ПРМ + CCS по уровню техни-

ческой готовности. Кроме того, пиролиз метана — менее энергоемкая технология. По данным «Газпрома», для производства одного кубометра водорода при электролизе воды требуется 2,5–8 кВт·ч, а при пиролизе метана — 0,7–3,3 кВт·ч. По данным немецкой компании BASF, разрыв еще больше: не в три-четыре, а почти в десять раз.

### Подводные камни «возобновляемого» водорода

Чтобы уменьшить стоимость производства «возобновляемого» H<sub>2</sub> методом электролиза, ЕС ориентирует компании на использование «избыточной» электроэнергии ВИЭ, которая может (но не должна) отпускаться по нулевой или отрицательной цене. «Избыточная» электроэнергия ВИЭ в данном контексте означает производство солнечной и (или) ветровой электроэнергии в объемах, превышающих потребности в электроэнергии в соответствии с суточным графиком нагрузок. В этом случае для производителей электроэнергии ВИЭ может оказаться предпочтительнее (менее убыточно) сбывать произведенную электроэнергию по нулевой или отрицательной (то есть доплачивая покупателям) цене, сохраняя неизменным технологический режим ее производства, чем менять технологический режим работы солнечных и (или) ветровых электростанций, неся при этом дополнительные эксплуатационные расходы.

Закупка электроэнергии ВИЭ по нулевой или отрицательной цене может уменьшить затраты на приобретение электроэнергии для производителей H<sub>2</sub>, но не уменьшит необходимые затраты на созданиекратно больших генерирующих мощностей ВИЭ вследствие более высокого удельного энергопотребления при электролизе.

Доказано (например, Оливье Видалом), что материалоемкость производ-

ства генерирующих мощностей ВИЭкратно выше, чем в традиционной электроэнергетике на органическом топливе. Поэтому утрачивает свое значение тезис, что единственно «чистым» H<sub>2</sub> является «возобновляемый», при котором, как сказано в «Водородной стратегии ЕС», «выбросы парниковых газов за полный жизненный цикл близки к нулю».

Этот вывод повисает в воздухе, как только мы начнем учитывать производство материалов и оборудования для получения энергии ВИЭ. Это четко сформулировал всемирно известный энергетический эксперт Дэн Йергин на презентации своей книги «The New Map» в сентябре 2020 года: «Новые цепочки энергоснабжения с нетто-нулевой углеродной нейтральностью требуют углерода! <...> [Например], они нуждаются в дизтопливе для работы карьерной техники...»

Ситуация с выбросами CO<sub>2</sub> усугубляется тем, что большая часть производственной цепочки по выпуску материалов и оборудования для производства генерирующих мощностей ВИЭ вынесена в развивающиеся страны, преимущественно в Китай, где в основе топливного баланса электростанций (обеспечивающих энергию для производства этих генерирующих мощностей ВИЭ) — уголь.

Указанное соображение в полной мере относится и к производству электролизеров, требуемая удельная мощность которых (результаткратно более высокой энергоемкости производства «возобновляемого» H<sub>2</sub>) многократно выше, чем энергоустановок для производства H<sub>2</sub> из природного газа. Поэтому наращивание использования ВИЭ в Европе для производства «чистого» «возобновляемого» H<sub>2</sub> будет сопровождаться наращиванием цепочки «грязных» материалоемких производств оборудования для ВИЭ в странах развивающихся.

Более того, «рваный» характер производства солнечной/ветровой электроэнергии в силу естественных природных причин (непредсказуемость потоков ветровой/солнечной энергии в единицу

\*Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», сопредседатель рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета по газу Россия—ЕС с российской стороны, член Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, доктор экономических наук, профессор.

Мнения, представленные в статье, могут не отражать официальную точку зрения группы «Газпром» и (или) российских государственных институтов, ответственность за них несет только автор.

\* В. С. Литвиненко, П. С. Цветков, М. В. Двойников, Г. В. Буслаев. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетике // «Записки Горного института», 2020. Т. 244. С. 428–438.

времени) существенно ухудшает условия коммерческого финансирования «возобновляемого»  $H_2$  по сравнению с  $H_2$  из природного газа. А улучшение финансируемости проектов производства «возобновляемого»  $H_2$  требует либо забора недостающей электроэнергии из сети, либо формирования резервных энерго мощностей, работающих на ископаемом топливе, что делает несостоятельным утверждение о «чистоте» производимого по такой схеме «возобновляемого»  $H_2$ .

### Дальний транспорт водорода: европейские предпочтения и русский вердикт

Чтобы сделать внутреннее производство «возобновляемого»  $H_2$  в ЕС максимально эффективным, европейским производителям электролизеров нужно иметь масштабный рынок их сбыта — как внутри ЕС, так и за его пределами. На это нацелена концепция внешнеэкономического сотрудничества с соседними странами в области водородной энергетики, продвигаемая ЕС, его государствами-членами (например, ФРГ) и их бизнес-ассоциациями (например, Германо-российской внешнеторговой палатой, Восточным комитетом — Восточноевропейским объединением немецкой экономики и др.) в этой сфере. На это выделяются значительные бюджетные средства поддержки.

Россия не упомянута в «Водородной стратегии ЕС» — в ее внешнеэкономическом разделе говорится лишь о сотрудничестве со странами Северной Африки и Украиной. Но в обсуждениях перспектив декарбонизации Европы и возможного российского в нем участия продвигается та же модель взаимодействия. Речь идет об экспорте в ЕС водорода или метано-водородных смесей (МВС) на основе развития его производства в РФ методами электролиза на базе ГЭС и АЭС либо методами парового риформинга метана на базе газовых месторождений РФ в основных регионах добычи в Ямало-Ненецком автономном округе. При этом методом утилизации  $CO_2$  предлагается его закачка в продуктивные пласты нефтяных месторождений Западной Сибири для повышения нефтеотдачи.

Согласно «Водородной стратегии ЕС», импорт водорода должен будет осуществляться по трубопроводам высокого давления — по существующей ГТС, модернизированной под транспортировку  $H_2$ /МВС, или по специально созданным водородопроводам высокого давления.

Однако техническая возможность безопасной и экономически эффективной транспортировки  $H_2$  или МВС по действующей магистральной ГТС вызывает у специалистов серьезные вопросы.

То, что может быть приемлемо для европейских распределительных сетей низкого давления, где действительно накоплен значительный опыт работы с МВС, не подходит для магистрального транспорта газа из РФ в ЕС. Если ЕС хочет экспериментировать со строительством таких «водородных коридоров» внутри ЕС и (или) извне ЕС (Северная Африка, Украина) внутрь ЕС — что ж, флаг им в руки. Но для экспорта из России в ЕС это предложение контрпродуктивно.

В недавней фундаментальной статье «Барьеры реализации водородных инициатив...»<sup>\*</sup> ректор Санкт-Петербургского горного университета **Владимир Литвиненко** и его коллеги собрали воедино, классифицировали и обобщили основные технологические аспекты производства, транспортировки и хранения  $H_2$ . Вот лишь некоторые из их выводов — ключевые, на мой взгляд, для обсуждения перспектив дальнего транспорта  $H_2$ /МВС по трубопроводам. При росте концентрации  $H_2$  в МВС с 10 до 90% плотность МВС падает более чем в четыре раза. Энергия, получаемая из одного объема  $H_2$ , в три с половиной раза меньше получаемой из того же объема метана. При увеличении доли  $H_2$  в МВС с 0 до 100% энергозатраты на сжатие вырастают в восемь с половиной раз. Водородное охрупчивание плюс стресс-коррозия (из-за которой «Газпром» был вынужден заменить более 5000 км трубопроводов большого диаметра): увеличение объемной доли  $H_2$  в МВС и давления смеси приводит к ускорению диффузии  $H_2$  в сталь. И касательно перспектив транспорта жидкого  $H_2$  или его хранения: в одном и том же объеме резервуара можно хранить или транспортировать в 5,9 раза больше СПГ, чем жидкого  $H_2$ . При длительном хранении  $H_2$  (что в газообразном, что в сжиженном виде) способен улетучиваться даже из герметичных резервуаров.

Поэтому Владимир Литвиненко с коллегами вынесли однозначный вердикт: дальний транспорт и хранение  $H_2$ /МВС в газообразном и (или) сжиженном виде в силу объективных физико-химических причин и нерешенных технических проблем многократно проигрывает по надежности, безопасности, экономике дальнему транспорту и хранению природного газа в газообразном состоянии или в виде СПГ.

Результаты европейских исследований данного вопроса противоречивы. В июле 2020 года 11 компаний — операторов ГТС ЕС (заинтересованных в наращивании активов под своим управлением) выпустили исследование «Опорная сеть европейского водорода», а в сентябре три немецкие компании, продвигающие развитие инфраструктуры  $H_2$ , во главе с про-

изводителем энергетического оборудования Siemens, выпустили исследование «Инфраструктура  $H_2$  — основа энергоперехода. Практическая адаптация инфраструктуры дальнего транспорта газа под  $H_2$ ». В июльском исследовании обосновывается необходимость, техническая возможность и экономическая целесообразность создания специализированной инфраструктуры в ЕС для дальнего транспорта  $H_2$ , а в сентябрьском — то же самое в отношении модернизации существующей ГТС под дальний транспорт  $H_2$ . Но в обоих исследованиях я нашел довольно большое число переделок и нестыковок, которые вынуждают меня задаться вопросом: не являются ли эти исследования стремлением быстрее «подогнать решение задачи под заранее заданный результат» (с такой практикой, и не только европейской, мне — да, думаю, не только мне одному — приходилось неоднократно сталкиваться в своей профессиональной деятельности).

В то же время в октябре было объявлено, что эксперты DNV GL (международное аккредитованное регистрационное и классификационное общество, которое должно было, но отказалось из-за угрозы экстерриториальных санкций США, сертифицировать газопровод «Северный поток — 2») изучат потенциал вариантов транспортировки  $H_2$  через 1800 километров региональной и национальной сети высокого давления итальянской ГТС. Цель работы — определить, можно ли, и если да, то насколько безопасно, транспортировать 100%  $H_2$  по сети.

Таким образом, пока DNV GL только лишь собирается изучить возможность безопасной дальней транспортировки  $H_2$ /МВС, компании, для которых такая транспортировка открывает широкий новый рынок и (или) ведет к росту активов под управлением и повышает капитализацию, спешат широко уведомить публику, включая российское экспертное сообщество, а через него (или напрямую — в рамках двусторонних диалогов и форумов) российские органы госуправления, что этот вопрос уже решен положительно.

Последнее по времени политическое заявление высокого европейского уровня на сей счет — это выступление еврокомиссара по энергетике **Кадри Симсон** в Европарламенте 15 декабря прошлого года, где она заявила об изменении структуры господдержки инфраструктурных проектов в рамках программы «проектов общеевропейского интереса» (PCI): об исключении из нее инфраструктуры природного газа и включения водородной инфраструктуры. «Эти водородные трубопроводы будут транспортировать только  $H_2$ . Природный газ не будет течь

## «Технологическая водородная долина»

В середине ноября 2020 года шесть ведущих образовательных и научных организаций России, обладающих лидирующими компетенциями в области водородной энергетики, подписали соглашение о создании консорциума по развитию водородных технологий. Он получил название «Технологическая водородная долина». Участники будут вести совместные исследования и разрабатывать технологии для получения  $H_2$ , его транспортировки, безопасного хранения и использования в энергетике и неэнергетических отраслях. Иницировано объединение было Томским политехническим университетом. В консорциум также вошли Институт катализа СО РАН, Институт проблем химической физики РАН, Институт не-

фтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН, Самарский государственный технический университет, Сахалинский государственный университет.

Консорциум планирует тесное сотрудничество с крупнейшими компаниями РФ, заинтересованными в развитии водородной энергетики. Индустриальные партнеры (сегодня это ГК «Росатом», ПАО «Газпром», ОАО РЖД, ПАО «Северсталь», ПАО «Газпром нефть», ООО «Сибур») входят в наблюдательный совет консорциума для обеспечения трансфера технологий. В ближайшее время участники разработают «дорожную карту» для дальнейшей работы. Первым совместным научным мероприятием стала конференция «Водород. Технологии. Будущее», состоявшаяся 23–24 декабря\*.

по этим трубопроводам», — заявила г-жа Симсон.

Итак, политические приоритеты в водородной стратегии Европы четко расставлены. Причем еще до того, как сертифицированные технические специалисты, призванные давать объективную независимую оценку, вынесли свое обоснованное заключение на сей счет. Но давайте посмотрим, насколько предлагаемая европейцами роль России в водородной декарбонизации континента соответствует интересам нашей страны.

### Энергостратегия России: неявный фокус на экспорт водорода

В рамках «Энергетической стратегии РФ до 2035 года» впервые представлен раздел «Водородная энергетика». Целью ее развития указано вхождение в число мировых лидеров по производству и экспорту этого газа. А в качестве ключевых мер — господдержка создания инфраструктуры транспортировки и потребления  $H_2$ /МВС; законодательная поддержка и увеличение масштабов производства  $H_2$ , в том числе из природного газа и с использованием ВИЭ, АЭС; разработка отечественных, включая локализацию зарубежных, низкоуглеродных технологий производства  $H_2$ ; стимулирование внутреннего спроса на топливные элементы на основе  $H_2$  и природного газа и ряд других.

Несмотря на декларацию развития внутреннего рынка водорода, единственным целевым показателем решения задачи водородной энергетики в энергостратегии установлен экспорт  $H_2$ : 0,2 млн тонн в 2024 году и 2 млн тонн в 2035-м. Это однозначно интерпретируется в России и за рубежом как ставка на экспортно ориентированную модель развития водородной энергетики. Что неминуемо повлечет за собой развитие

дальнего транспорта  $H_2$  и (или) МВС по трубопроводам высокого давления.

При этом если производство (преимущественно «возобновляемого»)  $H_2$  ложится на «Росатом» и «Русгидро» (с использованием недозагруженных мощностей АЭС и ГЭС), то задача доставки водорода российскому производству европейским потребителям ложится на «Газпром». Это предполагает фактически полную замену существующей ГТС на направлениях предполагаемого экспорта  $H_2$  (в силу принципиальных физико-химических и технологических различий в дальнем транспорте метана и  $H_2$ /МВС по трубопроводам большого диаметра и высокого давления, что мы указали ранее) и тем самым отказ от целостного характера ГТС, а также принципиальное изменение логики и контрактной структуры поставок. Это ставит под угрозу выполнение существующих долгосрочных контрактных обязательств по поставкам сетевого газа, горизонт которых в ряде случаев уходит в 2040-е годы.

Полная замена значительной части существующей ГТС под транспорт  $H_2$ /МВС — мероприятие разорительное, это будет ограничивать эффективную монетизацию крупнейших в мире доказанных запасов и геологических ресурсов природного газа, которыми располагает Россия.

Однако надо сказать, что приверженцы идеи превратить Россию в экспортера  $H_2$  в Европу есть в нашей стране и помимо авторов энергостратегии. Они аргументируют свою позицию, в частности, тем, что этот путь нам предлагают наши европейские партнеры и что иной путь может быть для них неприемлем. Наиболее активно эту точку зрения продвигал заместитель директора Института Европы РАН **Владислав Белов**, который интегрировал ряд неоднократно прозвучавших ранее предложений довольно большого

«Альянс чистого водорода» ЕС, созданный в рамках «Водородной стратегии ЕС», ориентируется на вертикальную производственно-сбытовую цепочку преимущественно «возобновляемого»  $H_2$ , в рамках политически предопределенной системы приоритетов по развитию водородных технологий в ЕС.

Российский консорциум нацелен на развитие в РФ вертикальных цепочек — от получения  $H_2$  до его комплексного конечного использования — по широкому спектру «водородных» технологий, не определяя изначально «сверху» какую-то одну из ветвей как приоритетное направление и не игнорируя остальные.

\*Материалы конференции доступны по ссылке: <https://portal.tpu.ru/portal/page/portal/htf>

числа иностранных (в первую очередь немецких) и российских авторов в свои аналитические записки, выступления, статьи.

Сначала г-н Белов написал, что «безусловным преимуществом “Газпрома” является его газотрубопроводная сеть, которая уже сейчас позволяет подмешивать от 20 до 70% водорода в поставляемый в Европу метан. Для поставок  $H_2$  подходит и находящийся в стадии завершения “Северный поток — 2” и его сухопутное продолжение Eugal. Уже давно есть технико-экономическое обоснование строительства последующих параллельных ниток по дну Балтийского моря, которое может быть доработано с учетом требований к водороду». И предложил в качестве «одной из актуальных тем» использование для поставок  $H_2$  существующей ГТС, а также строящегося «Северного потока — 2» и возможных будущих дополнительных ниток «Северного потока» уже в водородном исполнении.

Явно недооценивает, на мой взгляд, проблемы и трудности дальней транспортировки водорода из РФ в ЕС по существующей сети магистральных трубопроводов и руководитель Центра компетенций НТИ по технологиям новых и мобильных источников энергии **Юрий Добровольский** (см. его развернутое интервью «На водороде в будущее» в «Эксперте» № 51 за прошлый год). И не они одни.

### Альтернативная концепция: чистый водород из российского природного газа в ЕС

На основе существующих наработок, в том числе газпромовских, может быть предложена альтернативная концепция развития сотрудничества России и ЕС в водородной сфере (см. схему 2). В ее основе — экспорт в ЕС как сетевого россий-

### КОНЦЕПЦИЯ ЕС (ФРГ)

- Производство «чистого» водорода в России методом электролиза воды с использованием ВИЭ для внутреннего рынка и экспорта в ЕС
- Поставки мощных электролизеров и оборудования для ВИЭ из ЕС в РФ; локализация в РФ европейского оборудования (привязка к европейским стандартам, технологиям, обслуживанию)
- В качестве временного способа производства водорода может быть использован паровой риформинг метана (ПРМ) с закачкой CO<sub>2</sub> в пласты российских месторождений нефти и газа
- Дальний транспорт водорода из РФ в ЕС, при этом издержки по модернизации/замене российской части газотранспортной системы РФ—ЕС с метана на водород лежат на российской стороне
- Более дорогой и энергозатратный путь декарбонизации ЕС для обеих сторон

### АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОНЦЕПЦИЯ

- Производство «чистого» водорода из природного газа в местах опережающего спроса в Европе на основе технологии пиролиза метана, разрабатываемой «Газпромом» и его европейскими партнерами
- Производство водорода пиролизом в континентальной Европе вблизи/внутри «водородных долин» ЕС. Природный газ используется как сырье для производства водорода и как энергоресурс для его производства
- В качестве дополнительного способа получения водорода может быть использован ПРМ с закачкой CO<sub>2</sub> в пласты североморских месторождений нефти и газа
- Дальний транспорт метана, а не водорода, из РФ в ЕС; технологическое сотрудничество в производстве оборудования; издержки на модернизацию экспортной ГТС при переходе с метана на водород отсутствуют
- Более дешевый для ЕС и РФ путь декарбонизации; дополнительная монетизация ресурсов газа РФ

ского природного газа по существующей ГТС РФ—ЕС, так и СПГ, и производство H<sub>2</sub> внутри ЕС в районах опережающего роста спроса (в так называемых водородных долинах) пиролизом метана или сходными технологиями получения H<sub>2</sub> из природного газа без выбросов CO<sub>2</sub>. В прибрежных районах Северо-Западной Европы в качестве подведенной энергии для пиролизных установок может использоваться электроэнергия ВИЭ, полученная с ветропарков морского базирования в Северном море.

Для получения водорода в Европе из российского природного газа могут использоваться и технологии ПРМ + CCS. При этом выделяемый CO<sub>2</sub> целесообразно сжигать с использованием «энергии холода», выделяемой при регазификации СПГ, и танкерами или по существующим североморским трубопроводам, запущенным в реверсном режиме, поставлять в отработанные месторождения на шельфе Северного моря и для закачки в продуктивные пласты действующих нефтяных месторождений для повышения нефтеотдачи. Над этим работают, например, компании Gasunie, Equinor, Shell. В частности, Норвежский нефтяной директорат предлагает широкую программу использования выработанных нефтяных и газовых североморских коллекторов для утилизации CO<sub>2</sub>.

В случае производства H<sub>2</sub> из природного газа методами пиролиза и подобных ему (без доступа кислорода, то есть без выбросов CO<sub>2</sub>) возможности для производства H<sub>2</sub> в континентальной Европе резко расширяются. В этом случае по-

ставляемый в Европу российский природный газ будет использоваться по трем направлениям.

Во-первых, в качестве энергоресурса для производства МВС на компрессорных станциях (КС) по маршрутам транспортировки российского газа в ЕС. Затем эта МВС будет использоваться на этих же станциях в качестве топливного газа (вместо метана) для дальнейшей прокачки газа по сети. Такое замещение (речь идет о технологии адиабатической конверсии метана, запатентованной «Газпромом») дает уменьшение выбросов CO<sub>2</sub> на КС на треть.

Второе направление использования — в качестве сырья для пиролизных установок по производству «чистого» H<sub>2</sub> из метана, которые будут нацелены на удовлетворение локального (а не общеевропейского, чтобы минимизировать потребность в дальней транспортировке водорода) спроса в рамках ближайших «водородных долин» ЕС.

Третье направление использования природного газа — в качестве энергоресурса для производства «чистого» H<sub>2</sub> на пиролизных установках в зонах опережающего спроса на H<sub>2</sub>. Эти пиролизные установки должны быть расположены рядом с ближайшими к тем или иным «водородным долинам» ЕС действующими КС, на которых природный газ, по той же схеме что и в первом пункте, будет преобразовываться в МВС, которая будет использоваться в качестве топливного газа для газотурбинных и (или) парогазовых установок энергоснабжения.

Предлагаемая альтернативная концепция отражает баланс интересов сторон. Для ЕС это более дешевый инструмент достижения целей политики декарбонизации, а России позволяет создать новый рыночный сегмент спроса на газ для производства «чистого» (без выбросов CO<sub>2</sub>) H<sub>2</sub>.

На азиатском направлении, полагаю, целесообразна схема производства H<sub>2</sub> из природного газа пиролизом на территории досягаемости как российской трубопроводной сети в Китае, так и в рамках трубопроводных систем, заполненных газом нероссийского происхождения. В последнем случае целью должен стать экспорт, в первую очередь пиролизных технологий. Это могут быть как чисто отечественные разработки (на это нацелена, в частности, деятельность научно-технологического консорциума по развитию водородных технологий «Технологическая водородная долина» (см. «Технологическая водородная долина»), так и совместные с заинтересованными зарубежными партнерами.

Особый интерес может представлять решение, опирающееся на комбинацию плавающих АЭС (ПАТЭС) и СПГ для производства H<sub>2</sub> у прибрежного потребителя (причем не только в Азии), где СПГ будет сырьем для производства H<sub>2</sub>, а ПАТЭС — источником подведенной энергии. Это даст возможность найти новые рынки не только для российского СПГ, но и для ПАТЭС типа «Академик Ломоносов» и тем самым устранить конфликт интересов между «Росатомом» и «Газпромом» в рамках российской водородной энергетики. ■