



Декарбонизация газовой отрасли в Европе и перспективы для России

Чистый водород из природного газа как новая
основа для взаимовыгодного сотрудничества РФ
и ЕС в газовой сфере

Часть 1

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Доктор экономических наук, профессор, Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», сопредседатель РГ2 КСГ с российской стороны

Активная декарбонизация экономики ЕС, включая декарбонизацию ее газовой отрасли, создает новые возможности для сотрудничества России и ЕС в газовой сфере. И это может быть сотрудничество нового типа, основанное не только на поставках российского газа в ЕС в традиционные сферы его потребления, но и на совместном участии сторон в разработке и реализации новых технологических решений и схемы сотрудничества. В ее основе – производство и использование чистого водорода, получаемого без выбросов CO₂ глубоко внутри ЕС из российского природного газа, поставляемого традиционным путем его доставки по существующей ГТС к местам его будущего производства и потребления в так называемых «водородных долинах» ЕС.

*Мнения, представленные в данной статье, могут не отражать официальную точку зрения Группы «Газпром» и (или) государственных органов РФ, и ответственность за них несет только автор

*Исследование проводится при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках проекта № 19-01-00782

«Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов»

ВЗАЙМНАЯ ВЫГОДА: АРГУМЕНТЫ ДЛЯ РОССИИ

Взаимовыгодный характер такого сотрудничества очевиден. Для России – это, во-первых, формирование новой спросовой ниши для природного газа как сырья для производства водорода, дальнейшая монетизация этого невозобновляемого природного ресурса страны. Ведь глобальные климатические ограничения сдерживают или даже сокращают спрос на органическое топливо, включая самое чистое из них, каковым является природный газ, в традиционных сферах потребления на основе традиционных технических решений.

Во-вторых, это переход на новый технологический уровень промышленного производства (а вместе с ним и на новый технологический уклад) за счет совместных действий с ЕС в сфере производства и использования чистого водорода из природного газа и в сопряженных отраслях.

Вспомним, какие широкомасштабные технологические и социально-экономические мультиплекативные эффекты имели все технологические прорывы в тех или иных отраслях разных стран в разное время, например, автомобилизация, атомные проекты, освоение шельфа и/или Арктики и т.п., вырастающие зачастую из соответствующих ограничений. Да и само развитие нефтегазовой отрасли было результатом технологического прорыва в осветительной технике – перехода от использования для этих целей китового жира к керосину. Так, китобойный промысел поставил на грань выживания мировое китовое стадо и всю связанную с этим промыслом промышленность. Главным продуктом и основной целью китового промысла было получение китового жира как осветительного масла. Поиски замены китовому жиру в этом качестве привели к зарождению и толчку в развитии нефтяной отрасли, основным продуктом которой долгое время был керосин, пришедший на смену китовому жиру в качестве осветительный продукта. А за керосином потянулось и использование других продуктов нефтепереработки, запущенное по соответствующим технологическим цепочкам свои мультиплекативные эффекты. С другой стороны, массовое производство керосина и возможности его доставки в самые отдаленные уголки привели к удлинению продолжительности искусственного светового дня, расширению грамотности и прочим социокультурным последствиям.

В-третьих, такая экспортно ориентированная декарбонизация газовой отрасли даст возможности российским компаниям и предприятиям учиться не на собственном опыте (то есть ценой и методом проб и собственных ошибок), а минимизировать риски создания новых экологически чистых отраслей, разделяя их с соответствующими, компетентными в тех или иных вопросах (путем объединения компетенций), европейскими партнерами. Для последних (в отличие от российских компаний) вопросы декарбонизации и изменения климата стоят на гораздо более высоком месте в системе национальных приоритетов, чем в России, причем по вполне объективным при-

чинам. Впоследствии, когда дело дойдет и до активной декарбонизации внутреннего российского рынка, у нас будет возможность начинать уже не с нуля, а с заделов, апробированных и коммерциализированных совместно на европейском рынке.

В-четвертых, такой ресурсно-инновационный путь развития (термин академика А.Н. Дмитриевского) позволит продолжить диверсификацию российской экономики в сторону высокотехнологичных отраслей не за счет принудительного отказа от использования природных ресурсов, дарованных нам Матушкой Природой (или Господом Богом – кому как больше нравится), а за счет формирования нового технологического уклада на основе ресурсных отраслей. Ряд аргументов для России можно продолжить...

ВЗАЙМНАЯ ВЫГОДА: АРГУМЕНТЫ ДЛЯ ЕС

Для ЕС же главным аргументом, на мой взгляд, является то, что декарбонизация на основе производства и использования чистого водорода из природного газа обойдется для национальных экономик и граждан стран-членов Евросоюза существенно дешевле (почему – объясню далее), чем альтернативные пути получения водорода. А значит, будет ложиться менее тяжелым бременем на уровень благосостояния европейских граждан, нежели более дорогие альтернативные пути построения «зеленой экономики» ЕС.

Убежден, что, несмотря на всю сегодняшнюю турбулентность политических отношений ЕС с Россией, включая регулярно продлеваемые каждые полгода санкции Евросоюза против России с подачи традиционной антироссийской четверки «младоевропейцев» (страны Балтии и Польша), при выборе между приверженностью лозунгам и коммерческой целесообразностью у рационально мыслящего руководства основных европейских стран (уж не говорю о европейских компаниях) – главных потребителях энергоресурсов и ключевых экономиках в ЕС – возобладает рациональный экономический расчет и прагматический подход. Которые вновь окажутся связанны с взаимодействием и тесным сотрудничеством с моей страной, как это было в периоды предыдущих, правда, тогда исключительно внеевропейских, санкций.

Более того, страны ЕС поймут, что следование идеологическим догмам (на сей раз на климатической основе) в системе искаженных декарбонизационных представлений (об этом ниже) ведет не только к ухудшению благосостояния европейских граждан, но и к ослаблению конкурентных позиций компаний ЕС на мировом рынке за пределами энергетической сферы. И они вновь предпочтут и выберут коммерческую выгоду для своих стран, компаний и граждан.

Как это было, например, в первой половине прошедшего десятилетия, в период до середины 2014 года, когда цены на нефть оставались высокими и столь же высокими были привязанные к ним контрактные (преимущественно с нефтепродуктовой индексацией) цены на газ – как российский,

так и норвежский, алжирский, голландский... Спотовые же цены на газ к тому времени резко упали. Во-первых, после мирового финансового кризиса 2008–2009 годов последовал экономический спад и спрос на газ стагнировал, в том числе в Европе. А предложение в Европе, наоборот, увеличилось, ибо уже выстрелила американская сланцевая революция, спрос на рынке США на импортный СПГ сократился и танкеры-метановозы с катарским сжиженным газом, предназначенные для США (не забудем, что весь катарский проект СПГ был задуман и развивался как нацеленный на США – не зря половина СП «Катаргаз» принадлежит изначально американской компании ExxonMobil), разворачивались в Атлантике в сторону Европы, увеличивая там избыток (ведь исполнение ранее заключенных срочных контрактов продолжалось) спотового предложения газа – физический и контрактный.

Поэтому поначалу потребители стали массово выбирать спотовый, более дешевый, газ. А затем на рынок Европы пришла волна дешевого американского угля, который оказался вытеснен из энергобаланса США отечественным сланцевым газом. Но если спотовый СПГ для потребителя в ЕС столь же «климатически чистый», что и контрактный трубопроводный газ, то уголь и газ с этих позиций – это, как говорят в Одессе «две большие разницы». «Или четыре маленькие», как добавляли у нас, в свое время, в ИМЭМО АН ССР.

И тем не менее в Европе, декларирующей свою приверженность климатическим ценностям, позиционирующей себя как стоящую на передовых рубежах в борьбе с «грязными» отраслями, в первую очередь с «грязной энергетикой», стало наблюдаться массовое замещение (например, в электроэнергетике ЕС) «чистого», но более дорогого контрактного (потому что с нефтепродуктовой привязкой к более дорогой в то время нефти) и, главным образом, российского газа, на более «грязный», но более дешевый американский импортный уголь. То есть коммерческая выгода перевесила политику и идеологию.

Второй аргумент для ЕС в пользу выбора более дешевого пути декарбонизации (производство внутри ЕС и использование чистого водорода из природного газа) заключается в том, что более низкий уровень энергетической компоненты общественных издержек в ЕС означает более высокий уровень глобальной конкурентоспособности Евросоюза за пределами энергетических отраслей.

Третий аргумент в пользу такой модели декарбонизации газовой отрасли означает сохранение предназначения трансграничной ГТС РФ – ЕС для транспортировки природного газа к традиционным местам его потребления в ЕС, где собственно и будут формироваться очаги будущего потенциального спроса на водород («водородные долины» в терминологии ЕС). Это, с одной стороны, предотвратит преждевременное омертвление трубопроводных активов. С другой – не потребуется осуществлять дорогостоящую (по техническим и логистическим затратам) модернизацию ГТС под транспортировку либо метано-водородных смесей (МВС), либо чистого водорода, а то и строить новые трубопроводы под водород (такие предложения имеются). Затраты на это, безуслов-

но, лягут на потребителя, что в лучшем случае удлинит «энергетический переход» ЕС к климатически нейтральному будущему.

Наконец, сохранение значительного объема поставок природного газа из России в ЕС для производства чистого водорода внутри (у центров потребления) Евросоюза означает сохранение высокого уровня взаимозависимости сторон, повышает доверие сторон друг к другу, что априори снижает международную напряженность. А достигнутая высокая степень диверсификации источников, путей доставки и поставщиков для стран-импортеров ЕС, с одной стороны, и высокая степень диверсификации рынков, путей доставки и покупателей для стран-экспортеров, в частности для России, с другой, существенно снижают (активно пропагандируемые определенными кругами в ЕС) риски монополизации (высокой степени присутствия) крупнейших поставщиков (например ПАО «Газпром») на отдельных рынках стран ЕС.

НОВЫЙ ЗЕЛЕНЫЙ КУРС ЕС – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РФ

Достижение углеродной нейтральности ЕС к 2050 году – приоритетная задача в рамках «Новой зеленой повестки» (New Green Deal) новой Еврокомиссии. На ее решение нацелены все ресурсы ЕС – выделено более 1 трлн евро. Ставка делается на энергию, получаемую из возобновляемых источников (ВИЭ) и декарбонизированных газов, в первую очередь, из водорода (H_2). Причем водород рассматривается в ЕС в качестве и энергоносителя, и средства хранения избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ.

Очевидно, что в результате постпандемического восстановления экономики ЕС возврата к старой структуре спроса и предложения энергии не произойдет, а будет создана новая модель низкоуглеродной энергетики, еще более «зеленой», чем планировалось до пандемии.

Таким образом, рыночная ниша для ископаемых видов топлива, даже природного газа как самого низкоуглеродного среди них, включая российский газ, может сузиться (в относительном выражении) в некоторых традиционных секторах потребления. Но ее можно расширить за счет новых перспективных сфер потребления газа, в частности, в качестве сырья для производства водорода, особенно если последний добывается из природного газа без выбросов CO_2 (чистый H_2 из природного газа).

В этой связи у России есть потенциальная конкурентоспособная ниша для участия в экспортно ориентированной декарбонизации газового сектора ЕС на взаимовыгодной основе. Поскольку 80% выбросов парниковых газов в рамках трансграничной цепочки поставок природного газа из России в ЕС генерируется в сфере реализации (конечного потребления)^[1], декарбонизацию газовой отрасли, основанную на производстве чистого водорода, следует первоначально организовать в ЕС, в местах максимально приближенных к очагам будущего потенциального спроса на водород^[13], в так называемых «водородных долинах» (в терминологии ЕС).

Таким образом, участие России в декарбонизации ЕС – это, в первую очередь, экспортно ориентированная декарбонизация российской газовой отрасли, а не широкомасштабная, одновременно охватывающая внутренний рынок и экспортное направление, декарбонизация.

На каком технологическом направлении сконцентрировать основные усилия?

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

В настоящее время существуют три основные технологические схемы производства H_2 , находящиеся на разных этапах своего жизненного цикла (кривой технологического развития) (см. «Кривая технологического развития: эффекты обучения и масштаба»).

Первый вариант – это электролиз воды («зеленый» водород по терминологии ЕС). Этот способ рассматривается как самый перспективный для импортозависимых стран ЕС. Однако электролиз значительно более энергозатратен и, соответственно, в три–четыре раза (по данным МЭА, см. «Затраты на производство водорода», а то и более (по данным Wood Mackenzie, см. «Соотношение среднемировых издержек производства водорода...») дороже по сравнению с производством водорода из метана.

При этом следует иметь в виду, что все сравнительные стоимостные параметры производства H_2 с использованием различных технологий весьма приблизительны. Поэтому для целей данной работы нам важно показать, главным образом, порядок цифр (из сопоставления которых следует, что электролизный водород дороже в разы альтернативных решений на основе органического топлива), а не пытаться собрать максимально полный массив различных расчетных, зачастую несопоставимых, данных и не биться за точность приблизительных цифр. Поэтому опираться на какое-то одно исследование в таких условиях контрпродуктивно.

И тем не менее (опять-таки, в иллюстративных целях) только лет через 20, если по данным «независимого» Wood Mackenzie, а если по данным «заинтересованной» Еврокомиссии – то уже через 10 (об этом далее), так называемый «зеленый» водород может выйти на уровень конкурентоспособности, сопоставимый с иными технологическими решениями по его производству из органического топлива. Это при том, что применительно к «зеленому» водороду в данных и Wood Mackenzie, и Еврокомиссии в полной мере применяется эффект кривой обучения – интенсивное снижение издержек. А к водороду, полученному из газа или угля, применяется прямо противоположная тенденция роста издержек из-за якобы ожидаемого повышения цен на органическое топливо в перспективе (допущение, которое не обосновывается и с которым можно поспорить в условиях смены парадигмы развития мировой энергетики: перехода от ожидания дефицита предложения первичной энергии к ожиданию его избытка).

По оценкам «Газпрома», для производства 1 м³ водорода электролизом воды требуется 2,5–8 кВт·ч, в то вре-

мя как на производство такого же количества водорода пиролизом метана потребуется всего 0,7–3,3 кВт·ч [2, c.5]. Таким образом, по энергозатратности эти технологии различаются в среднем в 2,5 раза.

По данным BASF, различие в энергозатратности этих технологий еще больше – почти в 10 раз (286 кДж/моль H_2 электролизом воды против 27 кДж/моль по технологии парового реформинга метана и 37 кДж/моль по технологии пиролиза метана) [3] (см. «Сопоставление конкурентоспособности метана (и иных сходных технологий) и других технологий производства водорода...»).

Для снижения себестоимости производства H_2 методом электролиза (и для компенсации нестабильности/природной неравномерности производства ветряной/солнечной электроэнергии) в ЕС предполагается использовать избыточную энергию ВИЭ (покупать ее по нулевой или отрицательной цене). Также намечается вести работу по повышению единичных мощностей промышленных электролизеров до гигаваттного уровня (то есть использовать эффект масштаба как движущую силу снижения себестоимости единицы продукции – «зеленого» водорода).

Ассоциация «Водородная Европа» недавно представила фундаментальное исследование ««Зеленый» водород для европейской зеленой повестки: инициатива 2x40 ГВт» [4], в котором ставится цель стимулирования массового внедрения электролизеров с единичными мощностями гигаваттного уровня на территории ЕС (а также в Северной Африке, Украине и других сопредельных с ЕС странах) для обеспечения производства «зеленого» H_2 . Согласно этому исследованию, электролизеры гигаваттной мощности, установленные вблизи ветровых и солнечных электростанций, смогут конкурировать с производителями низкоуглеродного водорода (паровой реформинг метана с CCS, 1,5–2 евро/кг) к 2025 году и «серого» водорода (паровой реформинг, 1–1,5 евро/кг) к 2030 году.

ЕС делает ставку на водород, производимый именно по этой схеме. В своем проекте информационного письма «Курс на водородную экономику в Европе: стратегические перспективы» Еврокомиссия предполагает значительный рост объемов производства водорода со снижением его себестоимости до уровня 1–2 евро/кг в максимально сжатые сроки. В качестве движущей силы проекта документ ссылается на «Инициативу 2x40 ГВт», предусматривающую запуск производства «зеленого» водорода главным образом на специализированных установках при ветровых или солнечных электростанциях [5, c.2]. В итоговом документе – водородной стратегии ЕС, обнародованной 8 июля, все эти положения остались (кроме конкретных цифр, указывающих планку снижения себестоимости – 1–2 евро/кг) [6, c.2].

Но для реализации этой стратегии потребуется либо разработать специальную магистральную сеть транспортировки H_2 (такие планы существуют [4]). Либо, если предполагается использовать существующую газотранспортную сеть, смешивать водород с метаном, перекачивать метано-водородную смесь (МВС) до пунктов назначения и отделять водород от метана на месте конечного использования. Оба варианта являются

КРИВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ: ЭФФЕКТЫ ОБУЧЕНИЯ (НАКОПЛЕНИЯ ОПЫТА) И МАСШТАБА (КОНЦЕНТРАЦИИ МОЩНОСТИ)

Существует объективно обусловленная закономерность снижения издержек производства (затрат на производство единицы продукции) с течением времени. В общем виде кривая технологического развития представлена на рис. 1.

Вообще говоря, это общеизвестная закономерность, которую объясняют студентам инженерно-экономических специальностей (по крайней мере, нам объясняли на третьем курсе). Но вынужден обратиться к азам, поскольку вижу, что в рамках обсуждения водородной стратегии ЕС нередко смешиваются разные понятия – механизмы снижения издержек в рамках кривой технологического развития, а именно: эффект обучения (накопления опыта) и эффект масштаба (эффект концентрации мощности).

Их различие отчетливо видно из данных, представленных на рис. 2.

В ЕС для описания этих различающихся механизмов зачастую используется единый термин scaling effect, который в одних случаях раскрывается как эффект обучения (снижение издержек по мере накопления опыта эксплуатации, когда вновь вводимые мощности технологически усовершенствуются на основе такого накапливаемого опыта), а в других – как эффект масштаба (снижение издержек при переходе от эксплуатации установок с меньшими к установкам с большими единичными мощностями).

Более того, в качестве основного (а то и единственного) инструмента снижения издержек начинает рассматриваться эффект масштаба и все усилия нацеливаются на повышение единичных мощностей установок. В частности, именно это происходит с декларируемым в ЕС в качестве основного желанного в долгосрочной перспективе источника производства чистого водорода – методом электролиза. Но это может запускать порочный круг последствий. Так, ставка в ЕС делается на всемерное повышение единичных мощностей электролизеров – до уровня, измеряемого в гигаватах. То есть у производителя. Но это означает, во-первых, увеличение разрыва между уровнем мощностей единичного производства и индивидуальными уровнями мощностей единичных потребителей, значит увеличение протяженности распределительных сетей. Во-вторых, вынесение производств в удаленные (от ЕС) районы повышенной концентрации солнечной и/или ветровой энергии, а значит, существенное увеличение дальности магистральной транспортировки водорода, что предполагает строительства новых и весьма капиталоемких трубопроводных систем. Все эти проблемы (оптимизации параметров генерирующих мощностей) хорошо известны специалистам в области системных исследований в энергетике и отработаны на примере электроэнергетики и топливных отраслей ТЭК, в СССР/России начиная с 1960-х годов и трудов таких известных специалистов в области экономики энергетики, как академики Л.А.Мелентьев и М.А.Стырикович, д.э.н., проф. Е.О.Штейнгауз. Но, похоже, тяга к гигантомании на этом этапе развития водородной стратегии ЕС и трансформации ее в прагматическую программу действий пока не преодолена...

РИС. 1. КРИВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И РОЛЬ РАЗЛИЧНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ДЛЯ ИННОВАЦИЙ

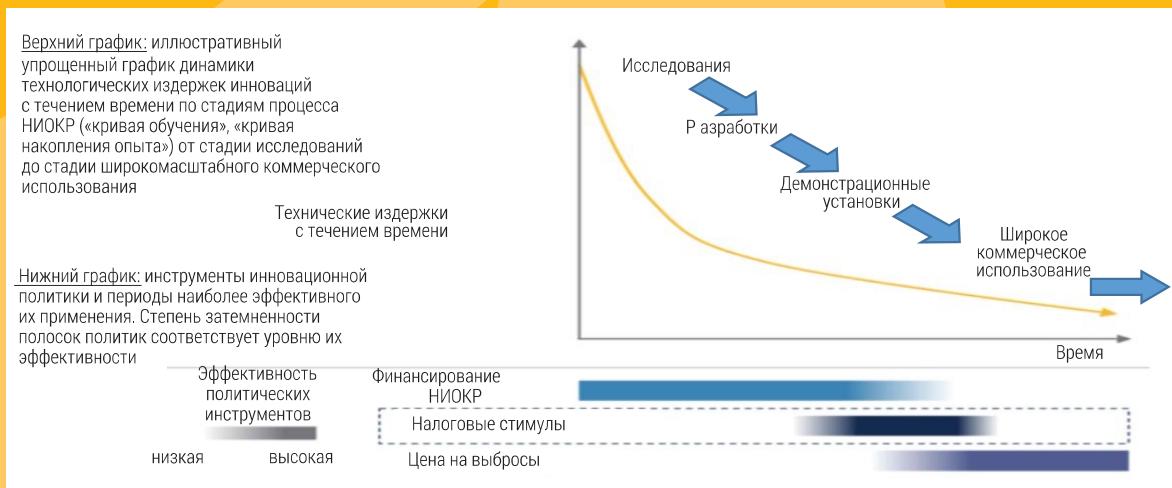
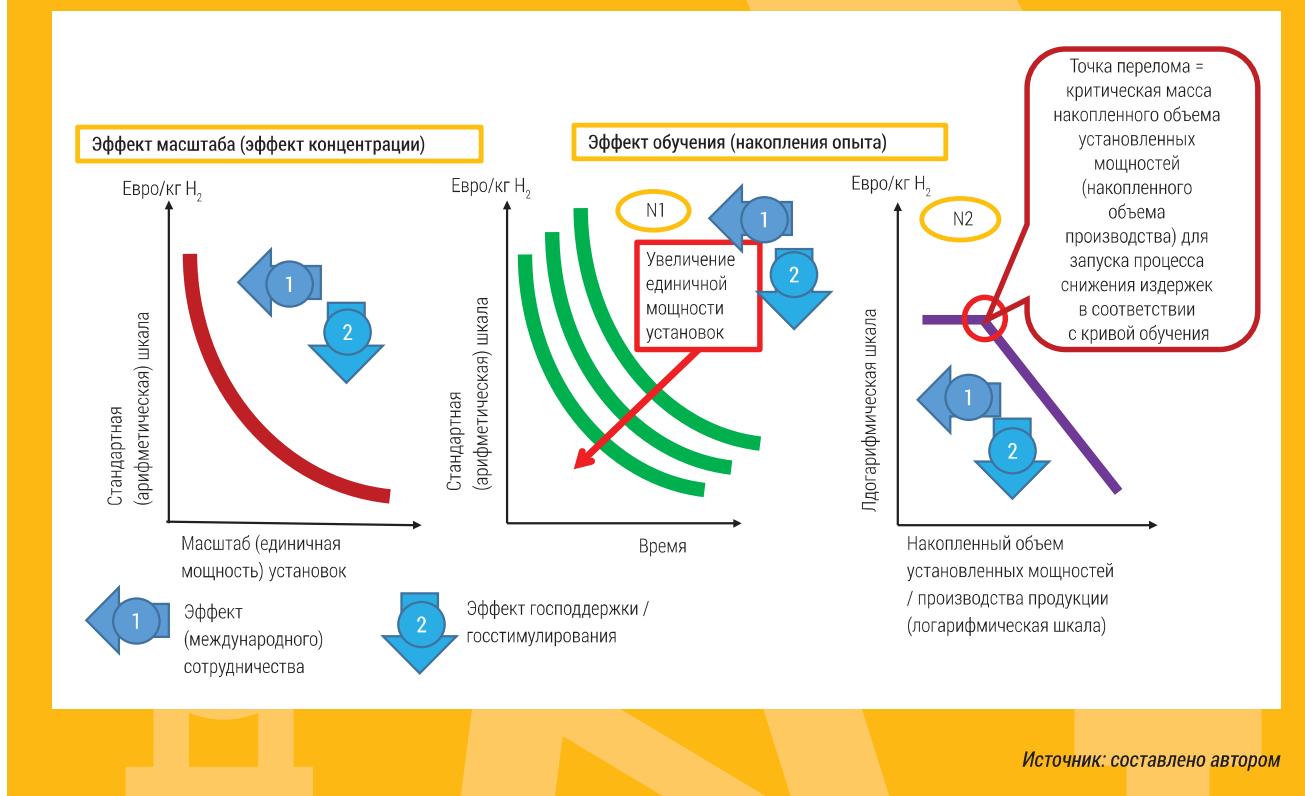
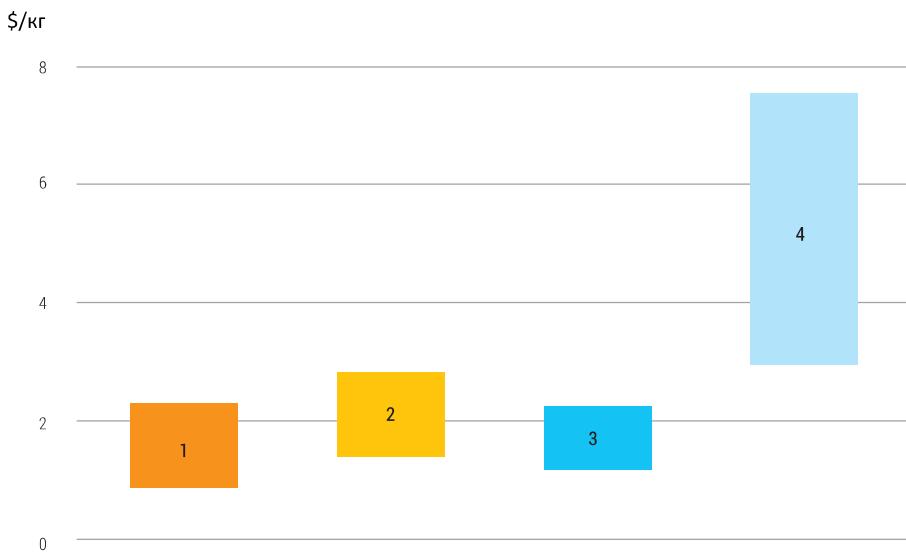


РИС. 2 ЭФФЕКТ ОБУЧЕНИЯ (НАКОПЛЕНИЯ ОПЫТА) И ЭФФЕКТ КОНЦЕНТРАЦИИ (ЭФФЕКТА МАСШТАБА)



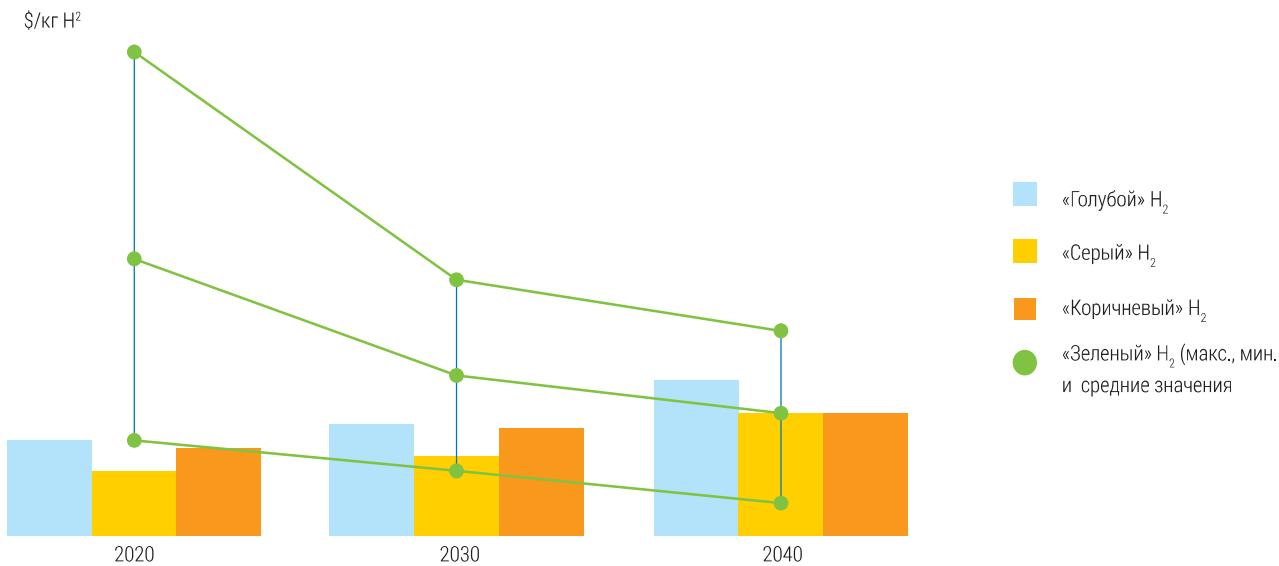
ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА, ПО ДАННЫМ МЭА ЗА 2018 г.



- (1) Из природного газа
- (2) Из природного газа с применением технологий улавливания, утилизации и хранения углерода
- (3) Из угля
- (4) На основе ВИЭ
- (1) –(3) – паровой реформинг
- (4) – электролиз

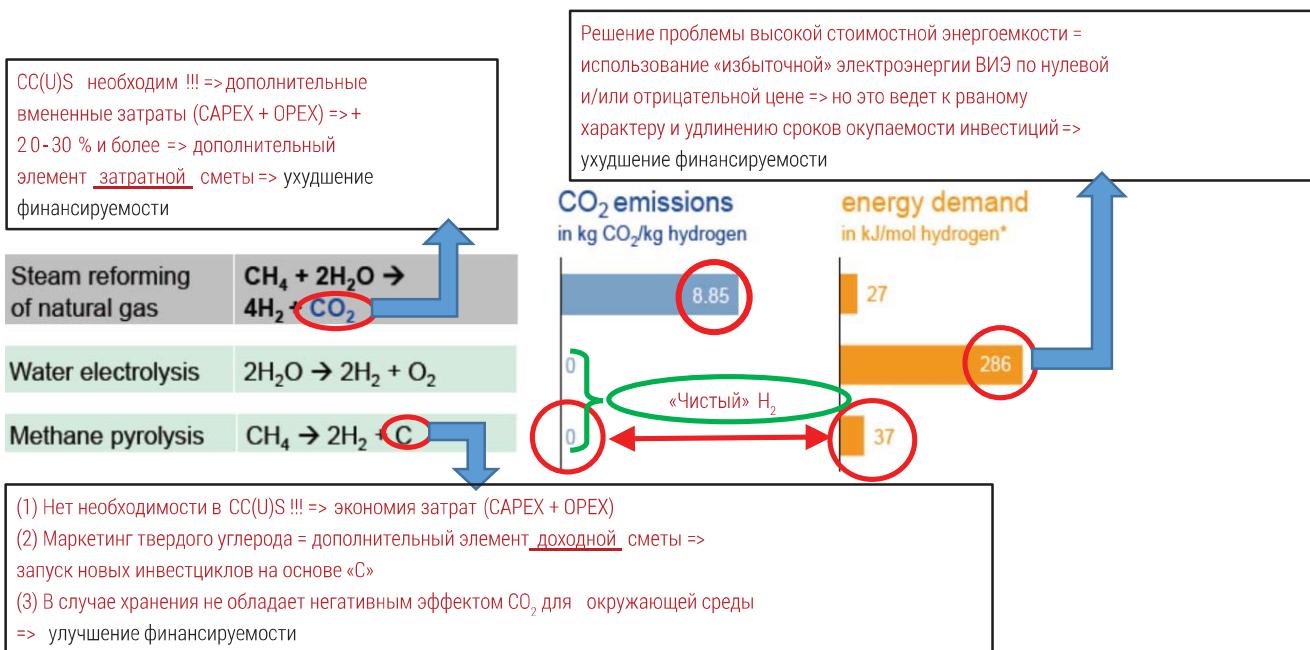
Источник: Jose M Bermudez. IEA: The Future of Hydrogen // IEA Webinar "The Swiss Army knife of the Circular Carbon Economy: hydrogen has the potential to Reduce, Reuse, Recycle and Remove carbon emissions", 3 June 2020 (https://www.iea.org/en/webinars/rewind/webinar_kapsarc.aspx)

СООТНОШЕНИЕ СРЕДНЕМИРОВЫХ ИЗДЕРЖЕК ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ПО ТИПАМ СЫРЬЯ ДЛЯ ЕГО ПРОИЗВОДСТВА И ЕГО ИЗМЕНЕНИЕ НА ПЕРСПЕКТИВУ, ПО ДАННЫМ WOOD MACKENZIE



Источник: Hydrogen production costs: is a tipping point near? Report brochure. // Wood Mackenzie, 20.08.2020, p.5 (http://go.woodmac.com/l/131501/2020-08-20/2lxl23/131501/119200/Report_Brochure_Hydrogen_Costs_Is_A_Tipping_Point_Near.pdf)

СОПОСТАВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПИРОЛИЗА МЕТАНА (И ИНЫХ СХОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ) И ДРУГИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА (ЭЛЕКТРОЛИЗА И ПАРОВОГО РИФОРМИНГА С СС(U)С) ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ НЕЙТРАЛЬНОМ ГОСРЕГУЛИРОВАНИИ



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>)

дорогостоящими и значительно повысят стоимость H₂ для конечных потребителей по сравнению с вариантом производства водорода в местах потребления или в непосредственной близости от них.

По мнению «Газпрома», водород, производимый из электроэнергии возобновляемых источников, будет значительно дороже водорода с низким и (или) нулевым содержанием углерода, производимого из природного газа, по крайней мере, до 2050 года, а возможно, и далее [2, с.4]. Такое разнообразие мнений свидетельствует о том, что вопрос о себестоимости H₂ все еще остается открытым и заслуживает дальнейшего анализа. Тем не менее очевидно, что водород, получаемый электролизом, обходится намного дороже водорода, получаемого из природного газа.

Второй вариант – это паровой риформинг метана (MSR) и (или) автотермический риформинг (ATR), представляющий собой наиболее продвинутую на сегодня технологию получения водорода, которая значительно дешевле технологии получения «зеленого» водорода. Однако этот процесс сопровождается выбросами CO₂, поэтому требует использования технологий его улавливания и захоронения (CCS = carbon capture and sequestration), что добавляет 20–40 % и более [7] к себестоимости H₂, производимого методом MSR (MSR+CCS – это «голубой» H₂ по терминологии ЕС). А по приводимым в водородной стратегии ЕС данным,

так вообще может увеличивать ее вдвое [6, с.4–5 сноска 26].

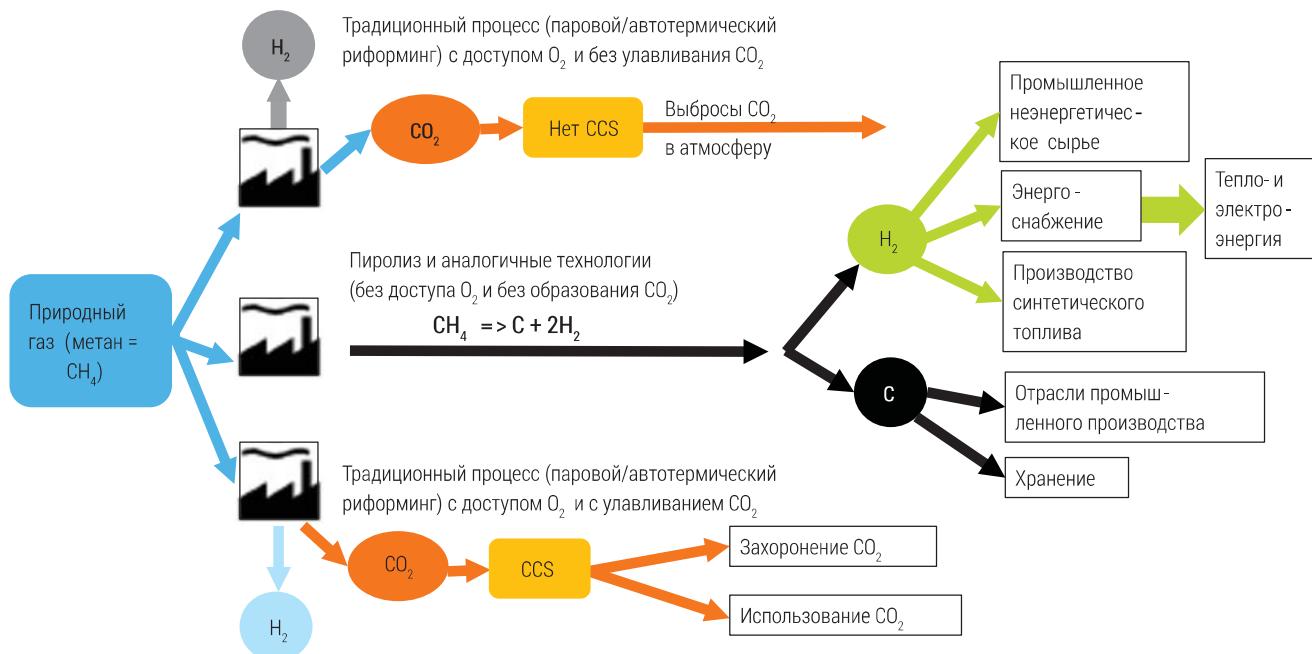
Хочу подчеркнуть, что буква «S» в аббревиатуре CCS означает не «хранение» (как ее обычно расшифровывают в ЕС, да и, пожалуй, почти повсеместно на Западе), а «захоронение», что имеет совершенно другое экономическое значение. Это создает совершенно неправильное (искаженное) видение ситуации, которая представляется в более выгодном свете, по крайней мере, для широкой публики, а, возможно, и для потенциальных инвесторов. Дело в том, что стоимость хранения может быть окупаемой в экономическом смысле, чего нельзя сказать о стоимости захоронения.

Еврокомиссия подчеркивает, что в контексте декарбонизации она отдает четкий приоритет скорейшему переходу на «зеленый» водород, признавая в то же время роль «голубого» H₂ (то есть в общепринятое в ЕС понимании/интерпретации – MSR+CCS) во время переходного периода.

Третий вариант – это набор технических решений для получения водорода из метана без доступа кислорода и, следовательно, без выбросов CO₂ (см. «Три основные схемы производства водорода из природного газа»).

Это означает, что при прочих равных условиях пиролиз метана (и другие технологии получения водорода из природного газа без выбросов CO₂) будет дешевле на единицу произведенного водорода по сравнению

ТРИ ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА



Источник: составлено автором на основе Ruchdi Maalouf. Hydrogen Legal Task Force. // Global Gas Center/IAL-IDA, Singapore, 29.11.2019

как с электролизом (в 2,5–10 раз меньшая энергоемкость), так и с MSR/ATR+CCS (нет необходимости в CCS). Кроме того, твердый углерод (в отличие от CO₂/CO, образующихся по технологии MSR/ATR, он не оказывает вредного влияния на климат), получаемый в качестве побочного продукта вместе с чистым H₂, методом пиролиза, может приносить дополнительный доход в рамках этой технологии производства, когда она выйдет на коммерческий уровень.

Сегодня существует шесть технических решений, относящихся к группе «пиролиз метана», но большая их часть находится на ранней стадии кривой технологического развития (НИОКР). Это методы термический (некатализитический), плазменный и низкотемпературно-плазменный, каталитический, в жидком металле/расплате солей, с солью как промежуточным агентом^[8, c.10].

Почти повсеместно в публичном пространстве ЕС считается, что все технологии этой группы (пиролиз и другие пять) пока находятся на более ранней стадии технологического цикла освоения, чем две другие группы технических решений по производству водорода. Отсюда зачастую делается вывод о необходимости первоочередной и масштабной концентрации усилий на скорейшем широкомасштабном освоении отработанных технологий производства водорода из природного газа, а именно парового риформинга метана с CCS. И это при том, что SMR+CCS будет всегда дороже пиролиза и что развитие CCS сталкивается со своим широким кругом проблем: геологических, технико-экономических, социальных (см. «Оценка мировых мощностей для захоронения CO₂ по состоянию на 2019 год»).

Однако существуют и иные данные, показывающие, что, во-первых, две другие группы технических решений

ОЦЕНКА МИРОВЫХ МОЩНОСТЕЙ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ CO₂ ПО СОСТОЯНИЮ НА 2019 год

По данным Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC/МГЭИК) и Международного энергетического агентства (IEA/МЭА) для достижения нетто-нулевых выбросов парниковых газов к 2050 году потребуется общий объем мощностей для захоронения CO₂, измеряемый в гигатоннах (Гт). В климатической модели МГЭИК – до 1200 Гт хранения CO₂ накопленным итогом к 2100 году.

В сценарии устойчивого развития (СУР) МЭА, который соответствует достижению целей Парижского соглашения 2015 году, общемировой ежегодный объем захоронения CO₂ достигает 2,8 Гт к 2050 году. Для достижения этих уровней захоронения углекислого газа (или как его дипломатично называют «безвозвратного геологического хранения») потребуются темпы развития CCS, более чем вдвое превышающие темпы развития нефтяной отрасли в прошедшем столетии.

Но это задачи (развитие бизнеса по захоронению CO₂ и нефтяной отрасли), которые создают принципиально разную заинтересованность для потенциальных участников данных бизнесов на стартовых этапах их развития. Поэтому, на мой взгляд, контрпродуктивно делать ставку на развитие CCS – и технологий с ним неразрывно связанных (как, например, SMR/ATR) – как на основной путь решения проблемы выбросов и форсировать силы и средства именно на нем, к чему призывают многие, в том числе уважаемые мной, специалисты.

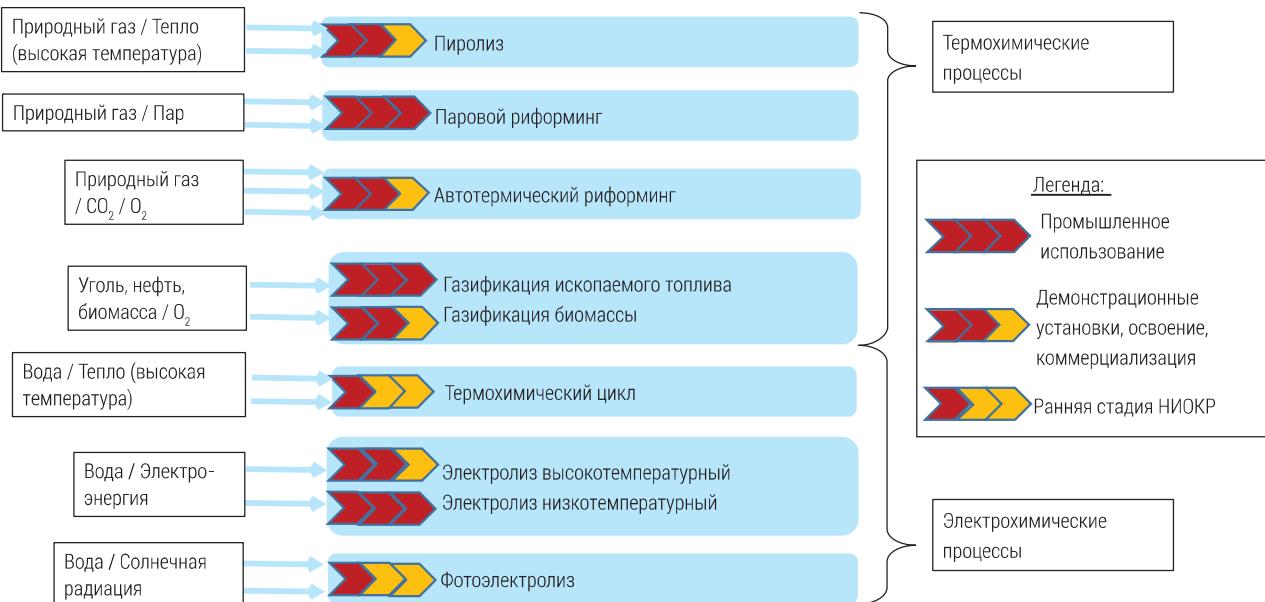
Международный институт CCS (Global CCS Institute) создал для реализации СУР МЭА глобальную базу данных мощностей для захоронения CO₂ (Global Storage Resources Database/GSRD), в которой на сегодня идентифицировано мощностей по хранению 408,6 Гт CO₂ в рамках 525 потенциальных объектов в 13 странах. На Европу пришлось 142 объекта в двух странах: в Великобритании (87) и Норвегии (42). Практически все они – отработанные месторождения нефти и газа в Северном море, что объясняет повышенный интерес этих двух европейских стран и их компаний (Equinor, Shell) именно к технологии SMR+CCS и опережающее продвижение ими пилотных водородных проектов именно по этой технологии.

Полученные данные – результат шестилетней программы, в рамках которой была произведена оценка потенциальных ресурсов «безвозвратного геологического хранения» объемом 12267 Гт CO₂. 97% этого объема относится к категории неоткрытых ресурсов. Только 106 млн тонн мощностей захоронения, или 0,001% оцененных потенциальных мощностей, были признаны пригодными для коммерческого использования (с учетом политических и экономических ограничений для развития мощностей по захоронению CO₂ с целью применения технологии CCS).

В рамках этого объема мощности для захоронения в глубокозалегающих солевых формациях и в истощенных нефтегазовых месторождениях соотносятся как 98:2. Таким образом, относительно большое число европейских объектов (27%) в рамках общемирового исследования на его текущем этапе дает суммарно крайне незначительный объем потенциального коммерческого «безвозвратного геологического хранения» CO₂.

Подготовлено на основе: Global Storage Resource Assessment – 2019 Update. 10365GLOB-Rep-01-01, June 2020 (https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/07/Global-Storage-Resource-Assessment_-2019-Update_-June-2020.pdf)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА И ОЦЕНКА ИХ СЕГОДНЯШНЕГО РАЗМЕЩЕНИЯ НА КРИВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ



Источник: Ruchdi Maalouf. Hydrogen Legal Task Force. // Global Gas Center/IAL-IDA, Singapore, 29.11.2019

не являются однородными и разные представительные технологии в рамках этих групп находятся на разных стадиях технологического освоения. Причем некоторые на таких же или даже более ранних, чем пиролиз и аналогичные ему (см. «Технологические процессы производства водорода и оценка их сегодняшнего размещения на кривой технологического развития»).

Во-вторых, как было показано выше, у пиролизной группы технологий есть неоспоримые конкурентные преимущества по сравнению с технологиями других двух групп.

Взаимовыгодный характер сотрудничества России и ЕС очевиден. Для России – это, прежде всего, формирование новой спросовой ниши для природного газа как сырья для производства водорода

Поэтому основной задачей на этом направлении является скорейшее выведение пиролиза и аналогичных ему технологий сначала на публичную демонстрационную стадию (сегодня эта информация практически отсутствует в публичном пространстве, что работает не в пользу

пиролиза, ибо отсутствие информации воспринимается, интерпретируется и преподносится, особенно оппонентами российского газа, как отсутствие прогресса в этой технологии). А затем – и в ускоренную коммерциализацию, чтобы двигаясь по кривой снижения издержек (кривой обучения) реализовать те конкурентные преимущества, которые, при прочих равных условиях, эти технологии имеют в сравнении с электролизом и паровым риформингом с CCS (см. «Примерное условное пространственное расположение кривых технологических издержек производства водорода»).

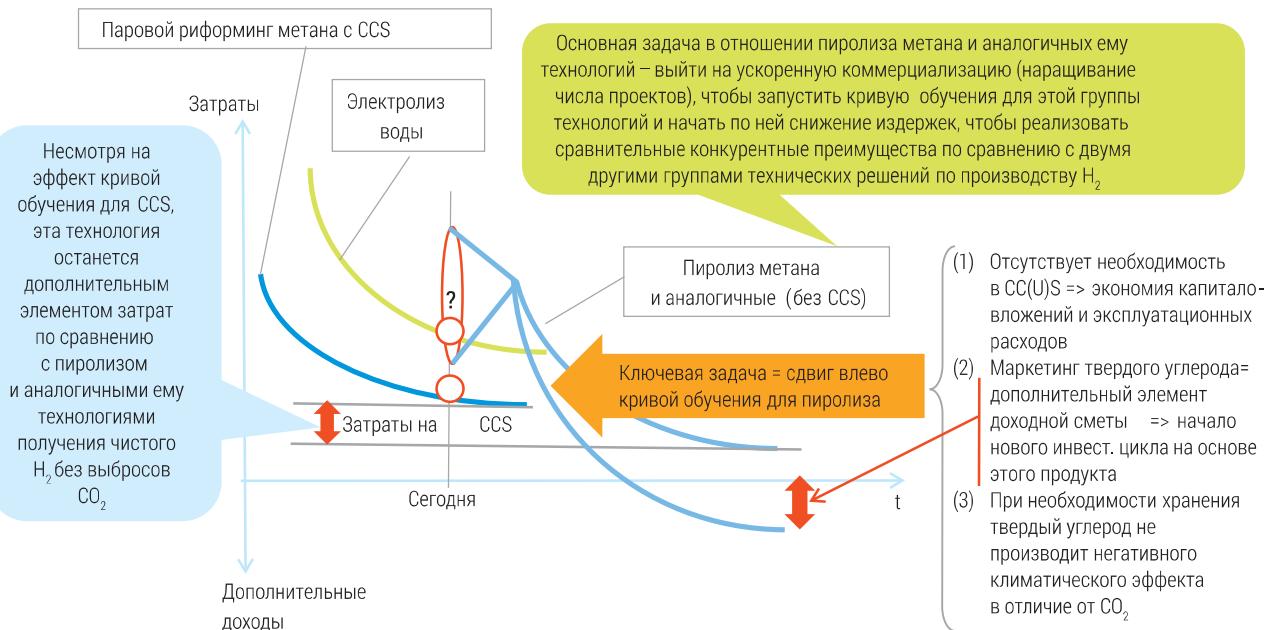
Наиболее эффективно этого можно добиться, на мой взгляд, объединив усилия всех заинтересованных участников, работающих в этом направлении (а их не так много), в России и ЕС (об этом далее).

Пока же, несмотря на очевидные экономические преимущества пиролиза, он фактически игнорируется в ЕС как вариант решения проблемы декарбонизации.

ИГНОРИРОВАНИЕ ПИРОЛИЗА В ЕС

В ЕС существует понимание, что возобновляемый водород (получаемый электролизом) – это конечная цель, но ее достижение к 2050 году невозможно без параллельного производства и использования водорода, получаемого из природного газа. В рамках общественных обсуждений в ЕС под последним обычно понимается

ПРИМЕРНОЕ УСЛОВНОЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ КРИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗДЕРЖЕК (КРИВЫХ ОБУЧЕНИЯ) ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА



Источник: составлено автором

исключительно вариант MSR/ATR+CCS. Третья группа технических решений практически не освещается в СМИ на фоне первых двух.

Экспортно ориентированная декарбонизация газовой отрасли даст возможности российским компаниям впоследствии минимизировать риски создания новых экологически чистых отраслей в стране

Например, в фундаментальном и обстоятельном документе «Дорожная карта водородной энергетики Европы», посвященном потреблению водорода и предвосхившем появление водородной стратегии ЕС, указано: «водород в Европе будет производиться в основном методом электролиза в сочетании с MSR/ATR+CCS» [9, с.22]. Кроме того, в документе говорится, что «там, где технология CCS технически неосуществима, единственными (выделено мной – А. К.) методами производства ультранизкоуглеродного водорода будут риформинг биомета-

на, электролиз воды и, в долгосрочной перспективе, газификация биомассы» [9, с.51]. Получение чистого водорода из природного газа даже не упоминается.

В совсем недавнем исследовании «Производство водорода в Европе: обзор затрат и выгод», подготовленном для Еврокомиссии и по ее заказу, авторы отмечают, что, помимо парового риформинга метана и газификации угля (наиболее широко применяемых технологий производства водорода), существует еще несколько альтернативных методов его производства, которые находятся на разных стадиях технологического развития. Однако далее авторы рассматривают только технические решения в рамках технологии электролиза и «наиболее широко обсуждаемые методы производства водорода из ископаемого топлива в сочетании с технологиями улавливания, хранения и использования углерода (CCUS)». «Это две технологии – паровой риформинг метана (SMR + CCUS) и автотермический риформинг (ATR + CCUS)», – отмечается в работе [10, п.9].

Концентрация внимания западного общества только на технологиях производства водорода из природного газа с выбросами CO₂, а значит, требующих обязательного применения технологии CCS, дала основание Чарльзу Эллинсу, обозревателю, пожалуй, наиболее известного и компетентного (на мой взгляд) газового

бизнес-журнала Natural Gas World, заявить: «Так называемый «бирюзовый» водород, получаемый методом пиролиза с твердым углеродом в качестве побочного продукта, пригодным для полезного использования или легко удаляемым в качестве отхода, несомненно, игнорируется»^[11].

Поэтому в ЕС чистый водород из природного газа пока что фактически не рассматривается как элемент возможного решения проблемы декарбонизации. Лишь

в июле 2019 года появилось исследование компании Pöyry, выполненное по заказу Zukunft ERDGAS^[12], которое стало по сути первым в ЕС комплексным исследованием путей европейской декарбонизации (по крайней мере, по вполне обоснованному, на мой взгляд, мнению его авторов). В нем пиролиз метана рассматривался как третий путь производства водорода наряду с паровым реформингом метана и электролизом.

(Продолжение в следующем номере)

ЛИТЕРАТУРА:

[1] A. Semenov. Looking for a rational solution for all along the cross-border gas supply chain. Presentation at the 27th Meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (GAC WS2), 07/12/2018, Brussels (<https://minenergo.gov.ru/node/14646; www.fief.ru/GAC>)

[2] PJSC GAZPROM'S PROPOSALS for the Roadmap on the EU Hydrogen Strategy (discussion paper), June 2020 (<https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12407-A-EU-hydrogen-strategy/F523992>)

[3] 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>)

[4] Prof.Dr. Ad van Wijk, Jorgo Chatzimarkakis. «Green Hydrogen for a European Green Deal. A 2x40 GW Initiative». // Hydrogen Europe, 15/04/2020 (https://hydrogogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Europe_2x40%20GW%20Green%20H2%20Initiative%20Paper.pdf).

[5] (Draft) COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Towards a hydrogen economy in Europe: a strategic outlook, EUROPEAN COMMISSION, Brussels [May 2020]

[6] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. // EUROPEAN

COMMISSION, Brussels, 8.7.2020, COM (2020) 301 final (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

[7] René Schutte, N. V. Nederlandse Gasunie. Production of Hydrogen. // Masterclass in Hydrogen, Skolkovo – Energy Delta Institute, Moscow, May 23, 2019 (https://drive.google.com/open?id=1g_4TiiKAKGajziXG8TWjTdpncfipj9x1)

[8] Methane pyrolysis – Key findings of study. Report. AFRY AF POYRY, July 2020

[9] Hydrogen Roadmap Europe. A Sustainable Pathway for the European Energy Transition. Keynote presentation. // Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, February 6, 2019 (https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/20190206_Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Keynote_Final.pdf)

[10] «Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits», prepared for the European Commission as part of the ASSET project by consortium of Guidehouse and Tractebel Impact, July 2020

[11] Charles Ellinas. Clean Energy Innovation: fact or fantasy? // «Natural Gas News», 21 July 2020 [NGW Magazine Volume 5, Issue 14]

[12] Hydrogen from natural gas – The key to deep decarbonisation. Discussion Paper commissioned by Zukunft ERDGAS. PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING, July 2019

[13] Dr. Oleg Aksyutin, Dr. Alexander Ishkov, Dr. Konstantin Romanov. Potential of natural gas decarbonization: Russian view of the cross-border gas value. // Presentation at the 27th Meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (GAC WS2), 07/12/2018, Brussels (<https://minenergo.gov.ru/node/14646; www.fief.ru/GAC>)

Оценки, прогнозы
и рекомендации
топ-менеджеров
нефтегазовых компаний

