

УДК 547.211; 661.961; 338,45

## ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАСШТАБОВ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ

И. А. Макарян, И. В. Седов

*ИРЭН АРМЕНОВНА МАКАРЯН – кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем химической физики Российской Академии наук (ИПХФ РАН), руководитель группы конъюнктурных и технико-экономических исследований. E-mail: irentak@icp.ac.ru.*

*ИГОРЬ ВЛАДИМИРОВИЧ СЕДОВ – кандидат химических наук, заведующий химико-технологическим отделом Института проблем химической физики Российской Академии наук (ИПХФ РАН). E-mail: isedov@icp.ac.ru.*

*142432, Московская обл., г. Черноголовка, проспект академика Семенова, 1. Институт проблем химической физики РАН, Черноголовка, Россия.*

*В обзоре рассматриваются способы оценки экономической эффективности различных способов получения водорода, включая технологии получения из природного газа (паровая конверсия, автотермический риформинг, комбинированные методы), а также другие методы, предлагаемые в настоящее время. Осуществлен сравнительный анализ литературных данных по изучению экономики и технико-экономических показателей водородных производств на основе современных методов математического моделирования и компьютерной обработки данных. Отмечена перспективность продолжения исследований в этой области, особенно в части разработки технологий маломасштабного производства, при этом в качестве одного из наиболее перспективных в настоящее время видов сырья для получения водорода можно рассматривать природный газ.*

**Ключевые слова:** получение водорода, экономическая эффективность, капиталовложения, себестоимость, математическое моделирование, компьютерная обработка данных.

## ECONOMIC EFFICIENCY OF THE SCALE OF HYDROGEN PRODUCTION BY DIFFERENT METHODS

I. A. Makaryan, I. V. Sedov

*Academician Semenov avenue 1, Chernogolovka, Moscow region, 142432, Russian Federation Institute of Problems of Chemical Physics of Russian Academy of Sciences (ICP RAS).*

*The review analyzes the methods for evaluation of economic efficiency of different ways for hydrogen production including the technologies from natural gas production (steam conversion, autothermal reforming, combined methods) and the latest techniques as well. The comparative analysis of literary data on the economics of hydrogen manufacturing by means of modern mathematical modeling and computational intelligence was carried out. It was shown the prospects of small-scale hydrogen production particularly on the basis of natural gas as promising raw material.*

**Key words:** hydrogen production, economic efficiency, capital investment, cost price, mathematical modeling, computational intelligence.

## Введение

Водород широко применяется в нефтегазохимической промышленности, в том числе в крупнотоннажном производстве ряда ценных рыночных продуктов. Основной объем потребления водорода приходится на производство таких важнейших химических продуктов, как аммиак и метанол; в химической промышленности водород также применяют в производстве карбамида, мыла и пластмасс; водород применяют для повышения глубины переработки нефти, очистки нефтепродуктов от сернистых загрязнений, увеличения спектра получаемых нефтепродуктов.

Кроме того, новая зарождающаяся отрасль энергетики – водородная энергетика, основанная на использовании огромных объемов водорода в качестве средства для аккумулирования, транспортировки, производства и потребления энергии, должна стать одним из ключевых факторов для снижения вредных парниковых выбросов [1], поскольку при горении водорода образуется только чистая вода, которая может быть вовлечена в повторный водородный цикл. На Рис. 1 представлены данные по количеству парниковых газов, образовавшихся в различных отраслях экономики в ведущих странах мира в 2014 г. [2].

Первые попытки сформулировать концепцию водородной энергетики были сделаны в 1970-е гг., затем внимание заметно ослабело, однако интерес возродился в середине 2010-х годов в связи с наметившейся тенденцией к глобальному переходу традиционной энергетики на альтернатив-

ную водородную энергетику. Своеобразному ренессансу водородной энергетики способствовало повышенное внимание к этой проблеме со стороны Международного энергетического агентства (IEA), крупнейших мировых экономик, многих научно-исследовательских, промышленных и инвестиционных структур. В январе 2017 г. был создан Международный совет по водороду (Hydrogen Council) [3], объединивший крупнейшие мировые энергетические компании, заинтересованные в создании и продвижении мировой водородной энергетики.

Такие страны, как США, страны ЕС, Великобритания, Япония, Китай, Южная Корея и Австралия уже разработали и активно реализуют свои национальные стратегии и программы, направленные на построение водородной энергетики и переход к использованию водородного топлива на транспорте, в электроэнергетике и теплотехнике. Что касается нашей страны, то в экспертно-аналитическом докладе [4], посвященном проблемам и перспективам развития отечественных разработок и российского производства систем накопления энергии, отмечается, что Россия с существенным отставанием приступает к формированию национальных систем накопления электроэнергии и развитию рынка их применения в различных секторах экономики. Летом 2019 г. стало известно о принятии решения по созданию государственной программы энергетического водорода и в России [5]. При выходе на мировой рынок водородного топлива наша страна имеет определенные конкурентные преимущества, поскольку обладает

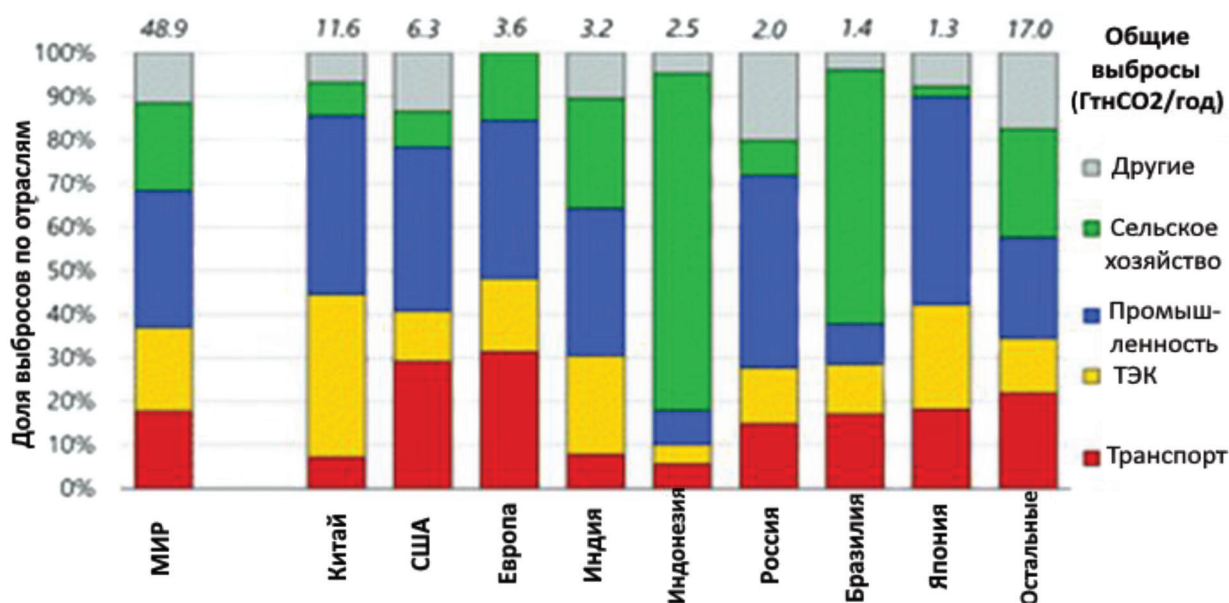


Рис. 1. Количество парниковых газов, образовавшихся в различных отраслях экономики, зафиксированное в ведущих странах мира в 2014 г. [2]

обширной ресурсной базой и логистической близостью к традиционным рынкам сбыта водорода.

Согласно прогнозам Hydrogen Council, благодаря наблюдаемой тенденции к переходу мировой экономики на безуглеродную водородную энергетику, спрос на водород к 2050 г. может вырасти в 10 раз, а его потребление к этому времени увеличится до 370 млн тонн в год, а к 2100 г. – до 800 млн тонн. [1]. Многие эксперты сходятся во мнении, что в ближайшие 10–15 лет развитие высокоэффективных инновационных технологий получения водорода в сочетании с тенденцией мировой экономики к декарбонизации и ужесточающимися экологическими требованиями могут привести к созданию на рынке вполне конкурентоспособной ниши крупнотоннажного производства водорода [6].

Целью настоящего обзора является сравнительный анализ научных работ последних лет, направленных на оценку технико-экономических показателей и экономической эффективности различных методов получения водорода, в том числе с использованием методов многопараметрического математического моделирования и эксергического анализа.

### Промышленные, альтернативные и новые способы получения водорода

Известны разные способы промышленного получения водорода. Сырьевые источники производства водорода отражены на рис. 2 [7].

Традиционно в качестве исходного сырья для получения водорода используют ископаемые топлива, что приводит к выделению диокси-

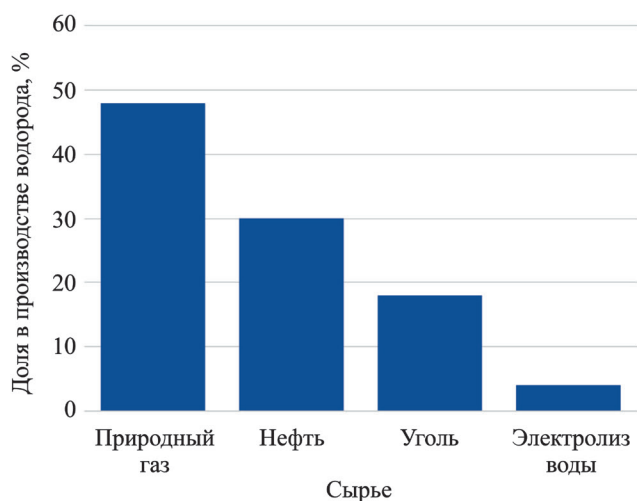


Рис. 2. Сырьевые источники мирового производства водорода [7]

да углерода. Позже стали применять разложение воды, для чего требуется подвод электрической или тепловой энергии, генерируемой из первичных источников энергии (ископаемое топливо, атомная энергия, возобновляемая энергия). Водород можно также производить путем очистки промышленных отходов геотермальных источников.

В настоящее время около 48 % мирового производства водорода приходится на конверсию природного газа (метана, попутного нефтяного газа), 30 % – на парциальное окисление продуктов сырой нефти, 18 % – на газификацию угля и 4 % – на электролиз воды [2]. Водород, полученный из возобновляемых источников с нулевой эмиссией, таких как электролиз воды, методы с использованием силы ветра, солнечной энергии, энергии приливов и отливов, принято называть «зеленым» водородом.

Чуть подробнее остановимся на анализе самой распространенной традиционной промышленной технологии получения водорода – конверсии природного газа, которая осуществляется в три стадии:

а) предварительная конверсия природного газа в синтез-газ (смесь водорода и CO) – самая капиталоемкая и энергозатратная стадия [8], является основой практически всех крупнотоннажных технологий переработки природного газа, реализуется тремя способами: паровой конверсией (паровой риформинг), углекислотной конверсией (сухой риформинг) и парциальным окислением (окислительная конверсия) [9];

б) конверсия CO из синтез-газа по реакции водяного газа [10];

в) очистка от CO<sub>2</sub> [11].

*Паровая конверсия* (паровой риформинг) природного газа/метана (ПКМ) в сочетании с так называемой «реакцией водяного газа» является самым распространенным и дешевым способом получения водорода [12]. На ее основе производится почти 95 % синтез-газа [13]. Именно методом парового риформинга метана сейчас нарабатывается около половины мирового производства водорода по себестоимости около 0,8 \$/кг. По сравнительно низкой цене производится водород и методом парциального окисления.

*Парциальное окисление* (окислительная конверсия) (ПО) представляет собой слабо экзотермический процесс, не требующий дополнительного подвода тепла [14]. Процесс осуществляется при давлениях от 30 до 100 атм с использованием чистого кислорода как в присутствии катализатора (никелевый или родиевый катализатор, чаще всего на цеолитах ZSM-5, 800–900 °С, 2,5–3,5 МПа) [15, 16], так и без него (1200–1500 °С, 2,5–8,0 МПа). Процесс может работать на различном сырье, напри-

мер на угле и остаточной нефти, однако в его составе исключается присутствие сернистых соединений, которые являются каталитическими ядами и приводят к отравлению катализатора. Вредные для окружающей среды парниковые газы, генерируемые в этом термохимическом процессе, должны улавливаться и храниться, поэтому конечная стоимость водорода по сравнению с полученным по методу паровой конверсии заметно увеличивается (на 25–30 %).

Для повышения эффективности процессы парового риформинга и частичного окисления часто комбинируются в процессе автотермического риформинга (АТР), что позволяет довести общую энтальпию реакции практически до нуля [17]. Условия процесса: давления в диапазоне 1–80 бар, температурные пределы 900–1500 °С с резким повышением температуры в экзотермических областях и равномерным понижением в эндотермических зонах. Основное отличие от ПКМ состоит в том, что в процессе АТР используется высокочистый кислород, из-за чего стоимость водорода, полученного в этом процессе, выше стоимости водорода по процессу ПКМ. По сравнению с частичным окислением ПО, процесс АТР обеспечивает более высокий выход водорода, а по сравнению с паровым риформингом – более высокую гибкость в выборе рабочих условий процесса.

Общим для процессов ПКМ и АТР является то, что в обоих случаях после секций с риформирами устанавливаются реакторы для проведения реакций водяного газа [18], в которых природный газ, пар и кислород смешиваются между собой. Реакция водяного газа осуществляется при высоких давлениях (1,0–6,0 МПа) и высоких температурах и является умеренно экзотермической ( $\Delta H = \sim 41$  кДж/моль). С повышением температуры скорость ее протекания увеличивается, а конверсия реагентов снижается. В качестве компромисса на промышленных установках часто используют двухступенчатый реактор для реакций водяного газа, при этом получаемый  $H_2$  обычно содержит остатки CO (около 1–10 %) и значительное количество  $CO_2$ ,  $CH_4$  и других примесей, поэтому необходимо вводить дополнительные операции по его выделению и очистке [19, 20]. Иногда синтез-газ, полученный с риформере, подается не в секцию реакций водяного газа, а в реакционную систему с переносчиком кислорода, обычно состоящую из трех интегрированных реакторов.

Ведущими лицензиарами традиционных процессов конверсии природного газа в синтез-газ и водород являются такие известные мировые химические и нефтехимические компании, как Shell, Haldor Topsoe, Lurgi, Chevron Texaco, Japan National

Oil Corporation и ряд других. Наряду с преимуществами традиционных процессов конверсии отмечаются и их серьезные недостатки. Эти процессы характеризуются высокой капиталоемкостью, расходы на получение синтез-газа в себестоимости конечной продукции составляют не менее 50–55 %, а доля капиталовложений в технологическое оборудование достигает 60–65 % от общей суммы инвестиций в производство. Кроме того, помимо высоких капиталовложений для получения различных целевых продуктов (водорода, аммиака, метанола, жидких углеводородов по технологиям газ-в-жидкость (GTL/gas-to-liquid) необходимо использовать синтез-газ конкретного оптимального состава.

В связи с вышесказанным, помимо сложившихся традиционных методов получения водорода (паровая конверсия природного газа, частичное окисление продуктов сырой нефти, газификация угля и электролиз воды), в разработке находятся также много альтернативных и даже принципиально новых способов получения водорода, включая плазменный риформинг, высокотемпературный электролиз, фотокатализ, фотолиз, получение водорода биохимическими методами, искусственный фотосинтез, термохимическое расщепление воды энергией солнца и пр. Тем не менее, согласно прогнозам практически всех ведущих экспертов, в ближайшей перспективе конверсия природного газа/метана в синтез-газ останется основным производственным процессом получения водорода в промышленных масштабах.

Вопросами совершенствования традиционных методов превращения природного газа в синтез-газ и разработкой альтернативных и более эффективных процессов получения водорода сейчас активно занимаются во всем мире, в том числе и во многих академических институтах нашей страны, в частности, в Институте химической физики им. Н.Н. Семенова РАН и Институте проблем химической физики РАН [21–23], Институте катализа им. Г.К. Борескова СО РАН [24, 25], Институте нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН [26], и других.

При выборе того или иного способа получения водорода особое внимание, в первую очередь, уделяется их экономической эффективности и ценовой конкурентоспособности.

### Основные критерии при оценке экономической эффективности водородных производств

При определении эффективности действующих или готовых к промышленной реализации процессов в первую очередь возникает вопрос



об их капиталоемкости. Стоимость организации новых химических производств обычно базируется на предварительной оценке стоимости капиталовложений в пределах установки (“battery limits costs”). При этом учитываются такие технико-экономические показатели, как капитальные и операционные затраты, стоимость сырья (включая стоимость электричества и природного газа), годовое использование топлива для обслуживания установки и пр. В расчетах также обязательно отражается и тот факт, что в разных странах могут сильно различаться стоимость земли, экологические и налоговые стандарты и многое другое. Например, известно, что стоимость строительства крупного завода в Северной Америке оказывается всегда ниже стоимости строительства в Европе из-за менее строгих здесь экологических законов, низких налогов, невысокой стоимости рабочей силы и земли. Поэтому рассчитанные по разным оценочным методикам капиталовложения по каждой технологии сначала суммируются, а затем уже вычисляется конечная усредненная стоимость производства по этой технологии [27].

Для расчета экономической эффективности производственных процессов применяются различные методы математического моделирования, при этом эксперты, как правило, пользуются проверенными и уже хорошо себя зарекомендовавшими методиками и математическими моделями, часто являющимися собственностью крупных мировых аналитических компаний или производственных корпораций. Например, для расчета экономической эффективности процессов получения водорода в последние годы часто применяют программы под названием H2A (Hydrogen Analysis) и H2FAST (Hydrogen Financial Analysis Scenario Tool), разработанные в Министерстве энергетики США (US Department of Energy или DOE) и лаборатории National Renewable Energy Laboratory (NREL) [28, 29]. Модель H2A (Hydrogen Analysis) является удобным инструментом для теоретического анализа различных способов получения водорода. Моделирование с помощью этой методики включает детальное проектирование процесса и его технологической схемы, технологические характеристики и ценовой анализ процессов получения водорода на крупных центральных и небольших распределенных мощностях. Модель H2A – это официальная модель, на которую ссылаются во всех официальных документах DOE и NREL. Для возможности осуществлять финансово-экономический анализ реальных водородных проектов с помощью удобного интерфейса по разнообразным сценариям, модель H2A была переработана в модель под названи-

ем H2FAST (Hydrogen Financial Analysis Scenario Tool), которая способна быстро выдавать большой объем результатов при расчете сложных водородных систем [30].

Согласно проводимой США политики в области использования водорода в связи с растущим спросом на водород на мировом рынке должны активно развиваться технологии его производства с близкой к нулевой эмиссией парниковых газов. Например, сейчас на различных автозаправочных станциях водород производится в распределенном малотоннажном исполнении по цене \$3,0/кгH<sub>2</sub>, а на центральных производствах в крупнотоннажном исполнении его цена составляет \$2,0/кгH<sub>2</sub>. Сценарий развития мировой водородной энергетики по проектам DOE выдвигает важное требование – благодаря созданию более эффективных технологий получения водорода к 2040 г. его стоимость при мало- и среднетоннажном производстве должна снизиться до \$2/кгH<sub>2</sub>.

Все расчеты по оценке экономической эффективности процессов получения водорода, позволяющие прогнозировать и оптимизировать рабочие характеристики этих процессов, осуществляются с привлечением самых современных методов математического моделирования и компьютерной обработки данных (“computational intelligence” или “CI”). Так например, в обзоре [31] проведено сравнение различных способов получения водорода с использованием пяти наиболее распространенных вычислительных методик CI, таких как методы с использованием нечеткой логики (Fuzzy method), нейронных сетей (Artificial neural network), Адаптивных нейро-нечетких систем вывода (Adaptive neuro-fuzzy inference system, ANFIS), Генетических алгоритмов (Genetic algorithm) и Метода опорных векторов (Support vector machines). А в работе [32] сообщается об изучении возможности применения алгоритма Левенберга – Марквардта (Levenberg–Marquardt), байесовского алгоритма сортировки и масштабированного сопряженного алгоритма в качестве обучающих алгоритмов для нейронных сетей при прогнозировании скоростей образования CO и H<sub>2</sub> в процессе сухого риформинга метана в присутствии катализатора Co/Pr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Входными параметрами в исследовании служили парциальные давления CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> и температура реакции, а целевыми параметрами – скорости образования CO и H<sub>2</sub>. Обучение нейронных сетей каждым из указанных алгоритмов приводило к точному предсказыванию целевых параметров скоростей процесса, при этом самое точное прогнозирование было достигнуто с использованием байесовского алгоритма сортировки.

## Примеры технико-экономической оценки различных методов получения водорода

Экономические и технико-экономические исследования процессов получения водорода широко представлены в литературе [33–36]. Ниже приведем результаты ряда исследований в этой области более подробно.

Например, в обзоре [37] анализируются экономические, экологические и технические аспекты, а также преимущества и недостатки пяти методов получения водорода: термохимический метод, электролиз воды, риформинг жидких углеводородов, фотобиологическое производство и производство с использованием атомной энергии. Рассматривая различные литературные данные, авторы обзора приходят к выводу о предпочтительном потенциале использования метода газификации биомассы. Сравнение экономических и экологических показателей процессов получения водорода исходя из различного исходного сырья (природного газа, биомассы и метана) осуществлено в работе [38].

Сравнение экономики производств водорода методами термического разложения  $\text{CH}_4$  и парового риформинга  $\text{CH}_4$  показало, что при термическом разложении образуется на 20 % меньше нежелательного с экологической точки зрения  $\text{CO}_2$ , чем в случае парового риформинга [39]. Оценивая эмиссию летучих соединений в процессе получения водорода паровым риформингом природного газа ученые пришли к выводу, что наибольшая скорость эмиссии  $\text{CO}_2$  наблюдается при риформинге метана, однако концентрации выделяемого диоксида углерода находятся ниже допустимого стандартами уровня [40]. Разработана технико-экономическая модель, позволяющая создавать оптимально эффективно работающие крупнотоннажные установки по электролизу воды для получения водорода в качестве топлива [41]. Эта модель должна помочь бизнесу точно распределить поставки водорода конечным потребителям по энергетической системе снабжения с целью выяснения минимального спроса на водородное топливо со стороны электротранспорта на топливных элементах. Представленная авторами модель прошла успешные испытания в Испании с целью выяснения минимального спроса на водородное топливо со стороны электротранспорта.

Проведена экономическая оценка и сравнительный анализ традиционной паровой конверсии и автотермического (с использованием как кислорода, так и воздуха) риформинга природного газа [42]. В качестве модели были выбраны гипотетические производства водорода мощностью 100,000  $\text{nm}^3/\text{ч}$  и с чистотой получаемого продукта

более 99,95 % об. Такая чистота водорода требуется во многих нефтехимических процессах, а также для использования в низкотемпературных топливных элементах, применяемых в транспортных средствах. Результаты, расчетов показали, что традиционная ПКМ имеет более высокий коэффициент использования энергии (до 5 процентов) по сравнению с автотермическим риформингом, при этом скорость улавливания  $\text{CO}_2$  в традиционном паровом риформинге составляет около 65–70 %. Экономика традиционной ПКМ оказалась лучше АТР по таким показателям, как удельная стоимость капитальных вложений (она оказалась на 12 – 24 % ниже), эксплуатационные расходы и стоимость оборудования (на 7 % ниже), себестоимость получаемого водорода (на 5–10 % ниже).

Что касается улавливания  $\text{CO}_2$ , то процесс физической адсорбции в рассматриваемой выше статье оказался более энерго- и стоимостью-эффективным по сравнению с химической адсорбцией. При построении математической модели процессов авторы использовали сценарии трех технологий риформинга природного газа для получения водорода: ПКМ (Способ 1), АТР с кислородом (Способ 2) и АТР с воздухом (Способ 3). При этом для проведения ПКМ метана также применили три сценария: а) без улавливания углерода (Способ 1а); в) улавливание  $\text{CO}_2$  за счет предварительного поглощения в химическом растворителе метил-диэтанол-амине (Способ 1б); с) улавливание  $\text{CO}_2$  за счет предварительного поглощения в растворителе Selexol™ (Способ 1с). На Рис. 3 представлены полученные значения удельных капитальных затрат (эквивалент евро/кВт) при производстве водорода риформингом природного газа по различным сценариям, перечисленным выше.

Как видно из рис. 3, для традиционного парового риформинга метана без улавливания  $\text{CO}_2$  (Способ 1а) удельные капитальные затраты составляют 422 евро/кВт, а в случае обоих автотермических риформингов они оказались выше на 12–24 %, в основном из-за затрат на оборудование, необходимого для разделения и сжатия воздуха. В случае использования в автотермическом риформинге химического растворителя метил-диэтанол-амин (Способ 1б) удельные капитальные затраты увеличивались на 45 %, а в случае использования растворителя Selexol™ (Способ 1с) с улавливанием  $\text{CO}_2$  они увеличились на 37 % по сравнению со случаем без улавливания двуокиси углерода (Способ 1а).

Осуществлен технико-экономический анализ и определен предельный срок эксплуатации четырех технологий получения водорода из природного газа: двух традиционных технологий ПКМ и АТР,

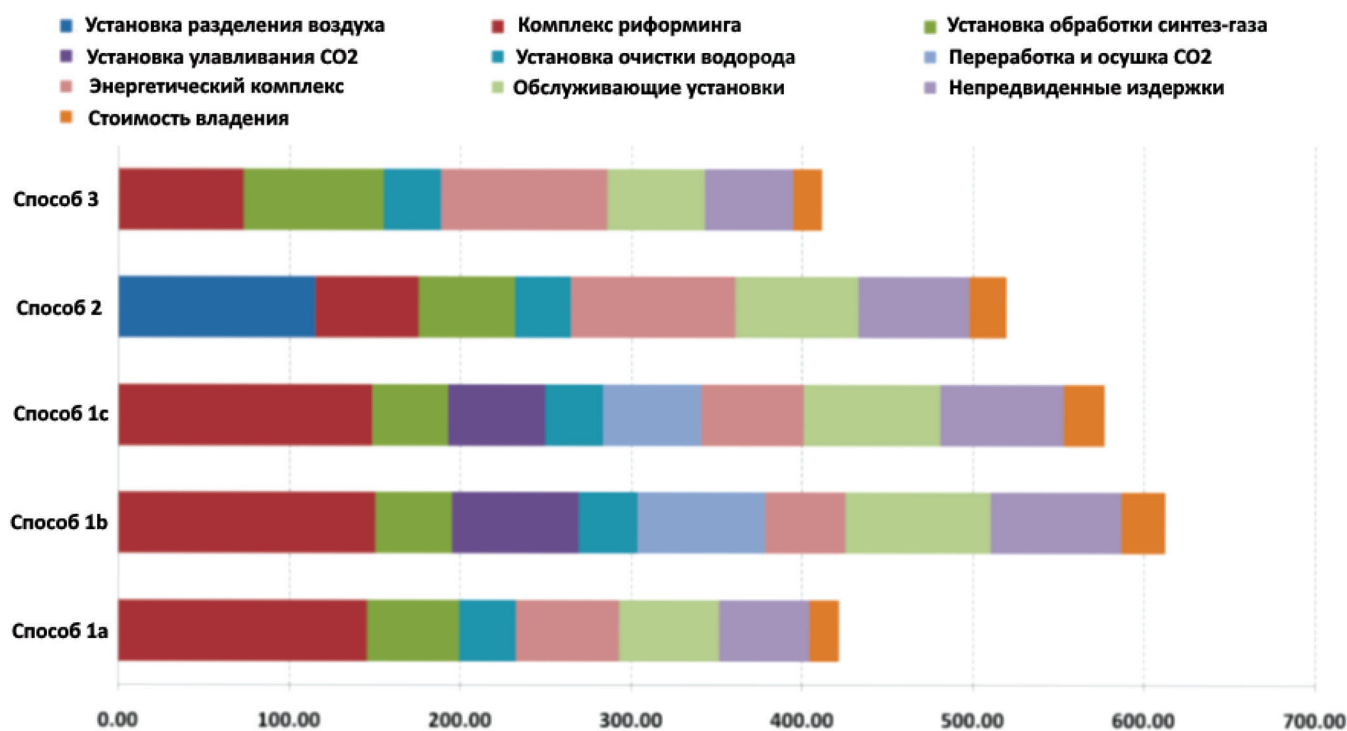


Рис. 3. Удельные капитальные затраты (эквивалент евро/кВт сетевой энергии) при производстве водорода риформингом природного газа по различным сценариям оценки [42]

а также двух инновационных технологий получения водорода в реакции синтез-газа с переносчиком кислорода (технология syngas chemical looping или SCL) и получения водорода в реакциях  $\text{CH}_4$  с переносчиком кислорода (технология chemical looping reforming или CLR) [43]. Полученные результаты показали, что с применением технологии CLR можно достичь наибольшей тепловой эффективности (84 %) даже в том случае, когда в технологическую схему дополнительно вводятся установки по улавливанию  $\text{CO}_2$  и его ожижению. Минимальная рыночная цена водорода, полученного в этой системе, составляет 50–90 % от цены водорода по другим технологиям, при этом для того, чтобы сделать технологию CLR финансово более привлекательной, требуется цена в размере  $\$5/\text{tCO}_2$ . Однако, несмотря на преимущества технологии CLR, имеются явные сложности с ее масштабированием и коммерциализацией. Техническо-экономические характеристики процессов получения водорода анализируемыми способами представлены в Таблице 1.

Как следует из данных Таблицы 1, в процессе CLR наблюдается самый низкий расход природного газа (на 11–38 % меньше, чем в других процессах), что приводит к существенному снижению и количества  $\text{CO}_2$ , направляемого на удаление. Для процесса АТР без улавливания  $\text{CO}_2$  необходимо наименьшее количество кислорода, что ве-

дет к уменьшению размеров установки по разделению воздуха и соответствующему снижению стоимости капиталовложений. Однако потребность в кислороде сильно возрастает в случае необходимости улавливания  $\text{CO}_2$ , поскольку для этого требуется больше природного газа и кислорода, чтобы обеспечить генерацию электричества. В самих процессах SCL и CLR такого генерируемого электричества (без учета возможности передачи его в распределительные сети) вполне достаточно для обеспечения необходимого электричества, то есть здесь не требуются дополнительные объемы природного газа и кислорода (а дополнение этих процессов системами по улавливанию  $\text{CO}_2$  снижает скорость генерирования электроэнергии всего на 10 % и 13 %, соответственно).

Авторы другой работы [44] построили математическую модель и провели сравнительный технико-экономический анализ традиционного получения водорода ПКМ и предложенного ими процесса риформинга метана сероводородом под названием  $\text{H}_2\text{SMR}$ , который протекает в две стадии через термические разложение  $\text{H}_2\text{S}$  и пиролиз метана. По мнению авторов, процесс  $\text{H}_2\text{SMR}$  может стать эффективной альтернативой традиционному риформингу метана с реакциями водяного газа, поскольку обладает рядом преимуществ: здесь нет больше потребности в удалении из природного газа сероуглерода  $\text{H}_2\text{S}$ , который отравляет ката-

Таблица 1

## Технические и экономические показатели процессов получения водорода различными способами [43]

Технология	ПКМ		АТР		SCL		CLR	
	ПКМ*	ПКМ**	АТР*	АТР**	SCL*	SCL**	CLR*	CLR**
Расход природного газа (т/т H <sub>2</sub> )	3,8	5,2	3,7	3,8	4,8	4,8	3,3	3,3
Расход кислорода с установки по сепарации воздуха (т/т H <sub>2</sub> )	0,0	0,0	3,2	6,6	5,1	6,9	5,1	5,8
Удаление CO <sub>2</sub> (т/т H <sub>2</sub> )	0,0	13,2	0,0	10,2	0,0	13,1	0,0	8,8
Продукты:								
Электричество (MW)	0	0	0	0	126	113	53	46
Водород (LHV)	630	630	630	630	630	630	630	630
Капиталовложения (\$ млн – в ценах 2016 г.):								
Риформер природного газа	58	58	32	32	42	42	0	0
Реакция водяного газа	7	7	10	10	0	0	0	0
Удаление CO <sub>2</sub>	0	176	0	218	0	0	0	0
Адсорбция под высоким давлением	81	51	80	48	0	0	0	0
Бойлеры и турбины	96	278	92	99	103	103	56	55
Установка сепарации воздуха	0	0	113	196	161	203	0	39
Ожижение CO <sub>2</sub>	0	262	0	25	0	31	0	22
Реакторы с переносчиком кислорода	0	0	0	0	507	507	514	522
Общие капиталовложения (\$ млн – в ценах 2016 г.):								
Итого:	241	831	326	628	813	885	570	638

\* – без улавливания CO<sub>2</sub>; \*\* – с улавливанием CO<sub>2</sub>.

лизаторы традиционного риформинга; в качестве побочного продукта вместо парникового газа CO<sub>2</sub> образуется востребованный рыночный продукт – дисульфид углерода CS<sub>2</sub> и когда спрос на дисульфид углерода на рынке растет, стоимость производства водорода по процессу H<sub>2</sub>SMR снижается. Предложенная авторами модель процесса H<sub>2</sub>SMR могла бы быть конкурентоспособной в финансовом плане, однако коммерческие процессы на ее основе отсутствуют.

При финансовой поддержке DOE осуществлялась совместная работа компаний Strategic Analysis, Inc. и National Renewable Energy Laboratory (NREL) над проектом по технико-экономическому анализу ряда известных технологий получения водорода и расчету предполагаемой стоимости получаемого на их основе водорода [45]. При построении моделей использовалась программа H<sub>2</sub>A Hydrogen Analysis Tool, совместно разработанная DOE и NREL. Сравнительному анализу подверглись следующие пять технологий получения водорода: технология с протон-обменной мембраной; высокотемпературный электролиз в твердооксид-

ных топливных элементах; темновая ферментация биомассы, монолитные поршневые реакторы с быстрым риформингом и регенерацией; технология риформер-электролизер-очиститель.

Последняя технология по преобразованию природного газа в системе риформер-электролизер-очиститель РЭО была разработана в компании Fuel Cell Energy, Inc. В соответствии с этой технологией природный газ сперва подвергается процессу парового риформинга в отдельном реакторе, а затем реформированный газ подается в секцию риформер-электролизер-очиститель, где CO<sub>2</sub> участвует в процессе, совмещенном с электролизом воды. Таким образом, в данном процессе H<sub>2</sub> генерируется как за счет риформинга метана, так и путем электролиза воды. Так как CO<sub>2</sub>, генерированный во время процесса парового риформинга, для прохождения через электролит подается насосом, то в секции РЭО наблюдаются высокие концентрации H<sub>2</sub> (≥ 95 %).

В расчеты технико-экономических показателей каждой технологии по проекту [45] входили такие показатели, как капиталовложения, стоимость



топлива/сырья, стоимость потраченной энергии, непрямые капитальные затраты, стоимость земли, оплата труда и т.д. Авторами учитывались два масштаба производства: а) непосредственно на площадке АЗС с небольшой мощностью на уровне 1,5 тыс. кг  $H_2$ /день и б) централизованное крупное производство мощностью 50 тыс. кг  $H_2$ /день. В зависимости от уровня коммерческой готовности технологий использовались две методики: первая методика анализировала случаи готовности технологии на уровне от среднего до высокого, а вторая рассматривала технологии с низким уровнем коммерческой реализации. Все технико-экономические расчеты осуществлялись по уровню развития технологий на сегодняшний момент и прогнозируемому уровню на ближайшее будущее (стоимостные показатели процессов рассчитаны в долларах США по состоянию на 2007 г.). Диапазон стоимости получения водорода по всем технологиям оказался достаточно узким и составил \$2,58–\$5,14/кг· $H_2$ , за исключением метода, основанного на ферментации биомассы, для которого стоимость получения водорода оказалась аномально высокой (\$51,02/кг· $H_2$ ), что объясняется низким уровнем коммерческой готовности этой технологии и отсутствием необходимого для расчетов количества данных. Согласно прогнозам, в будущем этот диапазон цен практически не изменится и будет находиться в пределах \$3,82–\$5,65/кг· $H_2$ .

Осуществлен сравнительный анализ экономических показателей получения водорода по трем технологиям: термическое разложение метана, паровой риформинг метана и электролиз воды [46]. Полученные результаты показали, что технология термического разложения метана могла бы удовлетворить спрос на водород на местах при его малотоннажном или среднетоннажном производстве. Авторы работы также полагают, что технология термического разложения могла бы также экономически конкурировать с традиционным паровым риформингом при углеродном коэффициенте продукта, составляющем по крайней мере 280–310 евро/т. Преимущество термического разложения метана по сравнению с электролизом воды состоит в доступности исходного сырья благодаря давно сложившейся инфраструктуре природного газа, в то время как технология электролиза воды находится в сильной зависимости от стоимости и доступности возобновляемого электричества. Были определены основные факторы, влияющие на экономику процесса: углеродный коэффициент продукта в случае термического разложения метана, стоимость природного газа при паровом риформинге и стоимость электричества при электролизе воды.

При технико-экономическом исследовании и построении математических моделей авторами этой работы были проанализированы шесть процессов получения водорода, из них четыре малотоннажных процессов: (ПМ-МТ) – малотоннажный процесс пиролиза метана, (ПМГ-МТ) – малотоннажный процесс пиролиза метана с газификацией, (ЭЛЕКТР-МТ) – малотоннажный процесс электролиза воды и (ПКМ-МТ) – малотоннажный процесс парового риформинга метана, а также два крупнотоннажных процесса: (ПКМ-КТ) – крупнотоннажный процесс парового риформинга метана и (ПКМ-КТ+УУ) – крупнотоннажный процесс парового риформинга метана, объединенного с улавливанием, выделением и транспортировкой углерода. Графически оценка стоимости производства водорода для каждого из этих шести процессов представлена на Рис. 4.

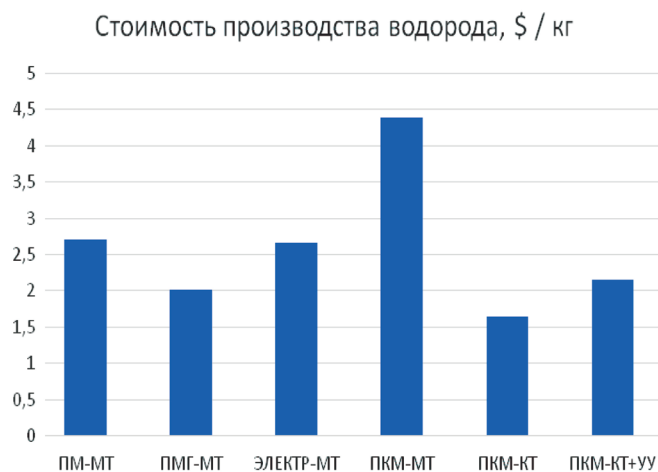


Рис. 4. Стоимость получения водорода по шести различным технологиям получения [46]

С учетом нынешней конъюнктуры рынка наиболее дешевым процессом для получения водорода из всех рассмотренных в этой работе шести является крупнотоннажный процесс парового риформинга метана (ПКМ-КТ) стоимостью  $H_2 = 1,65$  \$/кг), в то время как малотоннажный процесс ПКМ-МТ парового риформинга метана представляет самый дорогой из них (стоимость  $H_2 = 4,39$  \$/кг). Капитальные затраты для технологии электролиза воды (ЭЛЕКТР-МТ) пока остаются относительно высокими, однако согласно прогнозам, к 2030 г. они могут снизиться почти на 50 %.

Авторы работы [47] также провели сравнительный анализ ряда технологий получения водорода по таким показателям, как выход продукта, рабочие температуры, стоимость производства 1 кг  $H_2$ , энергетическая эффективность и показали,

что наиболее экономически выгодными из них являются паровая конверсия метана, паровая конверсия этанола и электролиз воды. Результаты проведенного сравнения технологий получения водорода в зависимости от исходного сырья и эффективности процесса представлены в Таблице 2.

Одним из перспективных направлений в производстве водорода может стать плазменный риформинг, который обладает рядом потенциальных конкурентных преимуществ по сравнению с традиционными технологиями риформинга. Однако в упомянутом выше сценарии DOE [28, 29], плазменные технологии получения водорода не только не рассматриваются, но даже не упоминаются. Тем временем анализ литературных данных указывает на то, что в течение уже многих лет разрабатываются технологии получения водорода с использованием высокотемпературной и низкотемпературной плазмы [48–53], при этом наиболее популярным газовым сырьем для плазменных способов получения водорода оказался метан.

Условия плазмы (высокие значения температуры, уровня разложения и уровня ионизации) можно использовать для ускорения термодинамически более предпочтительных химических реакций без применения катализаторов или без подвода дополнительной энергии. Плазменные риформеры характеризуются следующими преимуществами: компактность и небольшой вес (за счет высокой плотности энергии), высокая эффективность конверсии, минимальная стоимость (простые металлические или угольные электроды), быстрый отклик (секунды), работа с разнообразным сырьем (включая тяжелые углеводороды и дизельное топливо с высоким содержанием серы). Плазменная технология может эффективно использоваться для производства водорода на заправочных станциях и при малотоннажном производстве во-

дорода для его распределенной генерации на местах [54]. Единственные недостатки плазменного риформинга – зависимость от наличия электричества и сложности при работе с высокими давлениями (которые требуются, например, в процессах получения аммония, что отрицательно сказывается на сроке службы электродов, поскольку увеличивается их коррозия).

При проведении сравнительного анализа характеристик многих известных плазменных технологий получения водорода авторы работы [55, 56] задались вопросом, смогут ли малотоннажные плазменные технологии получения водорода обеспечить высокие энергетические выходы и скорости производства, хорошую надежность и низкие капиталовложения. Полученные ими характеристики традиционных и плазменных методов получения водорода представлены в Таблице 3.

Из данных Табл. 3 видно, что плазма, генерируемая электродугой плазматрона и поддерживаемая соответствующим катализатором, является наиболее энергетически эффективной технологией производства водорода из метана. Такая плазма демонстрирует отличный показатель 225 г(H<sub>2</sub>)/кВт против величины 60 г(H<sub>2</sub>)/кВт, которая как известно обозначена в качестве цели, которую следует достичь к 2020 г. по сценарию DOE, и которая соответствует \$2/кгH<sub>2</sub>. Метод скользящей электрической дуги показывает такой же энергетический выход, что и в случае электролиза воды (40 г(H<sub>2</sub>)/кВт), однако при электрической дуге на основе жидкого сырья (спирта) этот показатель увеличивается до 176 г(H<sub>2</sub>)/кВт. Очевидно, что уже сейчас некоторые малотоннажные плазменные технологии получения водорода удовлетворяют прогнозируемым показателям DOE и даже их превосходят, при этом выяснилось, что плазменный риформинг осуществляется более эффективно при использо-

Таблица 2

Сравнение технологий получения водорода в зависимости от исходного сырья и эффективности конверсии [47]

Процесс	Сырье	Эффективность конверсии (%)
Паровой риформинг	метан, глицерин, спирты, полиолы, сахара, органические кислоты	70–85
Водяной риформинг	глицерин, спирты, полиолы, сахара, органические кислоты	35–100
Электролиз	H <sub>2</sub> O + электричество.	50–60
Парциальное окисление	углеводороды (глицерин, спирты, полиолы, сахара, органические кислоты).	60–75
Газификация биомассы	биомасса (древесно-целлюлозная биомасса)	35–50

Сравнительные характеристики традиционных и плазменных методов получения водорода [55]

Метод получения водорода	Исходный состав	Энергетический выход	
		нл(H <sub>2</sub> )/кВт	г(H <sub>2</sub> )/кВт
Традиционный паровой риформинг метана (катализатор)	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O + воздух	672	60 промышленный процесс
Электролиз воды	H <sub>2</sub> O	224–448	20–40
Радиолиз электронными лучами	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	40	3,6
Диэлектрической барьерный разряд	CH <sub>4</sub> + воздух	75	6,7
Диэлектрической барьерный разряд	CH <sub>4</sub> + CO <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> O	5,6	0,5
	CH <sub>3</sub> OH + CO <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> O	37	3,3
	CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> OH + CO <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> O	75	6,7
Диэлектрической барьерный разряд	CH <sub>4</sub> + CO <sub>2</sub>	58	5,2
Скользкая электрическая дуга	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O + воздух	448	40
Скользкая электрическая дуга (спиртовой аэрозоль)	спирты + аргон	2100	176
Плазматрон с катализатором	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O + воздух	2520	225
Микроволновая плазменная система на основе металлического цилиндра	CH <sub>4</sub> + CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> O	480	42,9
Микроволновая плазменная система с катализатором на основе объемного резонатора, снабженного волноводом	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	703	62,8

вании не газового, а жидкого водородсодержащего сырья. Сравнительные данные по эффективности девяти процессов получения водорода разной степени коммерческой готовности представлены в Таблице 4.

Экономика процессов получения водорода исследована и в работе [57].

В соответствии с данными Таблицы 5, наиболее привлекательным с финансовой точки зрения способом получения водорода является все тот же паровой риформинг метана, а также газификация угля и биомассы. Атомные термохимические циклы вполне могут конкурировать с ископаемым топливом и биомассой по цене; а в случае прове-

Сравнительные данные по эффективности методов получения водорода и степени их коммерциализации [12]

Процесс	Сырье	Эффективность	Степень коммерциализации
Паровой риформинг	Углеводороды	70–85 %	Внедрен
Парциальное окисление	Углеводороды	60–75 %	Внедрен
Автотермический риформинг	Углеводороды	60–75 %	готов к внедрению
Плазменный риформинг	Углеводороды	9–85 %	далек от внедрения
Газификация биомассы	Биомасса	35–50 %	Внедрен
Жидкофазный риформинг	Карбогидраты	35–50 %	близок к внедрению
Электролиз	H <sub>2</sub> O + электричество	50–70 %	Внедрен
Фотолиз	H <sub>2</sub> O + свет	0,5 %	далек от внедрения
Термохимическое разложение воды	H <sub>2</sub> O + тепло	нет данных	далек от внедрения

Сравнение экономики методов получения водорода [57]

Процесс	Источник энергии	Сырье	Капитальные затраты (млн \$)	Стоимость H <sub>2</sub> (\$/кг)
ПКМ с улавливанием CO <sub>2</sub>	Стандартные ископаемые топлива	Природный газ	226,4	2,27
ПКМ без улавливания CO <sub>2</sub>	Стандартные ископаемые топлива	Природный газ	180,7	2,08
Газификация угля с улавливанием CO <sub>2</sub>	Стандартные ископаемые топлива	Уголь	545,6	1,63
Газификация угля без CCS	Стандартные ископаемые топлива	Уголь	435,9	1,34
АТР метана с улавливанием CO <sub>2</sub>	Стандартные ископаемые топлива	Природный газ	183,8	1,48
Пиролиз метана	Внутренне генерируемый пар	Природный газ	–	1,59–1,70
Пиролиз биомассы	Внутренне генерируемый пар	Древесная биомасса	53,4–3,1	1,25–2,20
Газификация биомассы	Внутренне генерируемый пар	Древесная биомасса	149,3–6,4	1,77–2,05
Прямой биофотолиз	Солнце	Вода + Водоросли	50 \$/м <sup>2</sup>	2,13
Непрямой биофотолиз	Солнце	Вода + Водоросли	135 \$/м <sup>2</sup>	1,42
Темновая ферментация	–	Органическая биомасса	–	2,57
Фотоферментация	Солнце	Органическая биомасса	–	2,83
Ветровой электролиз	Ветер	Вода	504,8–499,6	5,89–6,03
Атомный электролиз	Атомная энергия	Вода	–	4,15–7,00
Атомный термоэлектролиз	Атомная энергия	Вода	39,6–2107,6	2,17–2,63
Солнечный электролиз	Солнце	Вода	5,7–16	7,98–8,40
Фотоэлектролиз	Солнце	Вода	–	10,36

дения электролиза с использованием силы ветра или солнечной энергии себестоимость получаемого водорода оказывается самой высокой.

В обзоре [58] проанализированы потенциальные методы получения водорода (риформинг ископаемого топлива, риформинг биотоплива, газификация угля и биомассы, термохимический метод, электролиз воды, фотоэлектро-химический метод, биологический метод) с учетом большого разнообразия факторов, включая экологические, финансовые, социальные и технические аспекты. Показано, что риформинг ископаемых топлив имеет наибольшую (83 %), а фотокатализ – наименьшую (менее 2 %) энергетическую эффективность

среди рассмотренных методов получения водорода, при этом в целом производства по фотонным методам характеризуются самыми низкими эффективностями по энергии. Наибольшей эксергической эффективностью обладают процессы получения водорода на основе газификации биомассы (60 %), затем следуют процессы риформинга ископаемых топлив (46 %), а наименьшей эксергической эффективностью обладают все те же фотонные методы получения. Авторы также рассчитали себестоимость водорода при получении его по девятнадцати методам, куда вошли: электролиз (M1), разложение в плазменном разряде (M2), термолиз (M3), термохимическое разложение воды (M4),



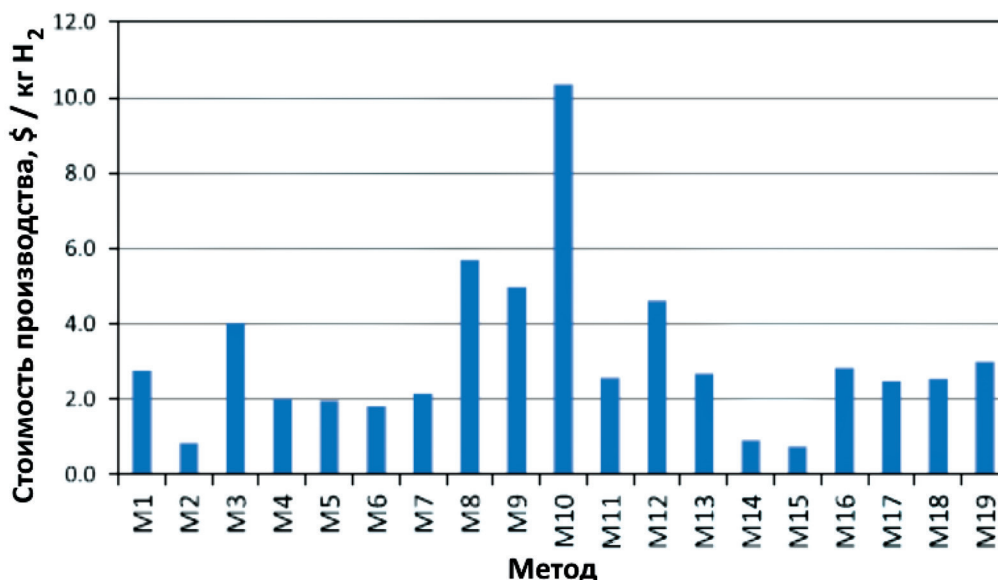


Рис. 5. Себестоимость водорода, полученного девятнадцатью различными способами [58]

конверсия биомассы (M5), газификация биомассы (M6), риформинг биомассы (M7), фотогальванический электролиз (M8), фотокатализ (M9), фотоэлектрохимический метод (M10), темновая ферментация (M11), высокотемпературный электролиз (M12), гибридные термохимические циклы (M13), газификация угля (M14), риформинг ископаемых топлив/метана (M15), биофотолит (M16), фотоферментация (17), искусственный фотосинтез (18) и фотоэлектролиз (M19). Графически себестоимость водорода, полученного по рассмотренным методам, представлена на Рис. 5 [58]

Из Рис. 5 следует, что наиболее предпочтительными с финансовой точки зрения методами получения водорода являются паровой риформинг метана (M15), газификация угля (M14) и биомассы (M6), а также разложение в плазменном разряде (M2).

### Заключение

Анализ литературных данных по изучению экономики различных процессов получения водорода свидетельствует о том, что организация его производства в промышленных масштабах связана с большими капиталовложениями, что в конечном счете отражается на высокой себестоимости производимого водорода.

Для создания более энергоэффективных промышленных методов получения водорода нужны принципиально новые фундаментальные научно-исследовательские и инженеринговые подходы. При этом должны решаться два ключевых вопроса: сколько энергии потребуется для выделе-

ния водорода из стабильного водородсодержащего сырья и возможна ли организация крупномасштабных централизованных производств водорода, что обязательно потребует создания и развития высоко капиталоемкой водородной инфраструктуры. Первоочередными являются задачи по снижению общих капитальных и эксплуатационных затрат, а также вопросы, связанные с обеспечением безопасности хранения и транспортировки товарного водорода. Вторым важным моментом является создание рентабельных технологий маломасштабного производства водорода в местах потребления на основе имеющегося там сырья. Продолжение исследований в этой области имеет большие перспективы, при этом в качестве одного из наиболее перспективных в настоящее время видов сырья для получения водорода может рассматриваться природный газ (метан обладает наибольшим соотношением H/C) и другое углеводородное сырье.

*Работа выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013–2020 гг., шифр темы 0089-2019-0018 (гос. регистрация № АААА-А19-119022690098-3).*

### Литература

1. Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council. November 2017. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf> (дата обращения 12.05.2020).

2. *Staffell I., Scamman D., Valazquez Abad A., Balcombe P., Dodds P.E., Ekins P., Shan N., Ward K.R.* Energy Environ. Sci. 2019. V. 12. P. 463 – 491. doi: 10.1039/c8ee01157e.
3. Hydrogen Council. URL: <https://hydrogencouncil.com/en/>.
4. Рынок систем накопления электроэнергии в России: потенциал развития (под редакцией Ю. Удальцова и Д. Холкина). // Роснано, Энерджинет. Москва, 2018, 72 стр. URL: [https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2018/07/Condenses\\_system\\_markets\\_in-Russia\\_Internet\\_M5.pdf](https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2018/07/Condenses_system_markets_in-Russia_Internet_M5.pdf) (дата обращения 24.06.2020).
5. России предстоит занять нишу на зарождающемся глобальном рынке энергетического водорода. URL: <https://ntinews.ru/news/khronika-rynkov-nti/energynet/rossii-predstoit-zanyat-nishu-na-zarozhdayushchemsya-globalnom-rynke-energeticheskogo-vodoroda.html> (дата обращения 12.04.2020).
6. Renewable hydrogen “already cost competitive”, says new research. March 15, 2019 by Jocelyn Timperley. URL: <https://energypost.eu/renewable-hydrogen-already-cost-competitive-says-new-research/> (дата обращения 05.03.2020).
7. *Ashik U.P.M., WanDaud W.M.A.S., Abbas H.F.* Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. V. 44. P. 221–256. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.025.
8. *Арутюнов В.С., Крылов О.В.* Органическая химия: окислительные превращения метана. Учебное пособие для вузов. 2-е изд., испр. и доп. М.: Издательство Юрайт, 2017, 371 с.
9. *Liu Ge.* Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies. Wiley: Blackwell, Oxford, 2010, 533 p.
10. *Holladay J.D., Hu J., King D.L., Wang Y.* Catal. Today. 2009. V. 139. P. 244 – 260. doi: 10.1016/j.cattod.2008.08.039.
11. *Besancon B.M., Hasanov V., Imbault-Lastapis R., Benesch R., Barrio M., Møltnik M.J.* Int. J. Hydrog. Energy. 2009. V. 34. P. 2350–2360. doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2008.12.071.
12. *Kalamaras C.M., Efstathiou A.M.* Hindawi Publishing Corporation. Conference Papers in Energy. 2013, Article ID 690627 Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments, 9 pages. doi: 10.1155/2013/690627.
13. *LeValley T.L., Richard A.R., Fan M.* International Journal of Hydrogen Energy. 2014. V. 39. P. 16983–17000. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.08.041.
14. *York A.P.E., Xiao T., Green M.L.H.* Topics in Catalysis. 2003. V. 22(3). P. 345–358. doi:10.1023/A:1023552709642.
15. *Dinh K.T., Román-Leshkov Y.* ACS Catal. 2018. V. 8. P. 8306–8313.
16. *Snyder B.E., Vanelderden P., Bols M.L., Hallaert S.D., Böttger L.H., Ungur L., Pierloot K., Schoonheydt R.A., Sels B.F., Solomon E.I.* Nature. 2016. V. 536. P. 317–321.
17. *Sharma S., Ghoshal S.K.* Renew. Sust. Energ. Rev. 2015. V. 43. P. 1151–1158. doi: 10.1016/J.RSER.2014.11.093.
18. *Holladay J.D., Hu J., King D.L., Wang Y.* Catal. Today. 2009. 139. P. 244–260. doi: 10.1016/j.cattod.2008.08.039.
19. *Wang T.F., Porosoff M.D. & Chen J.G.G.* Catal. Today. 2014. V. 233. P. 61–69.
20. *Gokhale A.A., Dumesic J.A. & Mavrikakis M.* J. Am. Chem. Soc. 2008. V. 130. P. 1402–1414.
21. *Nikitin A., Ozersky A., Savchenko V., Sedov I., Shmelev V., Arutyunov V.* Chemical Engineering Journal. 2019. V. 377. P. 120883. doi: 10.1016/j.ccej.2019.01.162.
22. *Диденко Л.П., Семенцова Л.А., Чижов П.Е., Дорофеева Т.В.* Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 3. С. 271–281. doi: 10.1134/S0028242119030055.
23. *Dorofeenko S.O., Polianczyk E.V.* International Journal of Hydrogen Energy. 2019. V. 44. No. 11. P. 30039–30052.].
24. *Макарушин Л.Л., Андреев Д.В., Грибовский А.Г.* Ползуновский вестник. 2018. №4. С. 100–105. doi: 10.25712/ASTU.2072-8921.2018.04.020.
25. *Shigarov A.B., Kirillov V.A., Amosov Y.I., Brayko A.S., Avakov V.B., Landgraf I.K., Urusov A.R.* International Journal of Hydrogen Energy. 2017. V. 42. No. 10. P. 6713–6726. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.057.
26. *Герзелиев И.М., Попов А.Ю., Усачев Н.Я., Хаджиев С.Н.* Вестник научно-технического развития. 2012. №8 (60). С. 12–17.
27. *Dodds P.E.* Economics of hydrogen production // Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Production and Purification. Edit. Velu Subramani, Angelo Basile, T. Nejat. Woodhead Publishing Series in Energy (chapter 3). 2015. P. 63–79. doi: 10.1016/B978-1-78242-361-4.00003-0.
28. U.S. Department of Energy (DOE). URL: <https://www.hydrogen.energy.gov/index.html> (дата обращения 09.01.2020).
29. *James B.D., Colella W.G., Jennie M., Morton J.M.* Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production Pathways. DOE Hydrogen and Fuel Cell Technical Advisory Committee Meeting at NREL Golden, Colorado. October 30<sup>th</sup>, 2013. URL: [https://www.hydrogen.energy.gov/htac\\_oct13\\_12\\_ramsden\\_james.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/htac_oct13_12_ramsden_james.pdf) (дата обращения 09.01.2020)
30. *Saur G., Penev M., Ma Zh., Eichman J.* Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production. National Renewable Energy Laboratory (NREL). URL: <https://www.h2awsm.org/capabilities/techno-economic-analysis-hydrogen-production> (дата обращения 09.01.2020)
31. *Ardabili S.F., Najafi B., Shamshirband S., Bidgoli B.M., Deo R.Ch., Chau K.* Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics. 2018. V. 12. Issue 1. 438–458. doi: 10.1080/19942060.2018.1452296.
32. *Bamidele V.A., Siti I.M., May A.A., Chin K.Ch.* Catalysts. 2019. V. 9. No 9. P. 738. doi: 10.3390/catal9090738.
33. *Gangadharan P., Kanchi K.C., Lou H.H.* Chemical Engineering Researcher Design. 2012. V. 90. P. 1956–1968. doi:10.1016/j.cherd.2012.04.008.
34. *Bartels J.R., Pate M.B., Olson N.K.* International Journal of Hydrogen Energy. 2010. V. 35. P. 8371–8384. doi:10.1016/j.ijhydene.2010.04.035.
35. *Diglio G., Hanak D.P., Bareschino P., Mancusi E.,*

- Pepe F., Montagnaro F., Monovic V. *Journal Power Sour.* 2017. V. 364. P. 41–51. doi:10.1016/j.jpowsour.2017.08.005.
36. Boyano A., Morosuk T, Blanco-Marigorta A.M., Tsatsaronis G. *Journal Cleaner Products.* 2012. V. 20. P. 152–160. doi:10.1016/j.jclepro.2011.07.027.
37. Wang Y., Zhang S. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy.* 2017. V. 12. P. 1022–1029. doi:10.1080/15567249.2017.1350770.
38. Kaiwen L., Bin Yu., Tao Z. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy.* 2018. V. 13. No. 2. P. 109–115. doi: 10.1080/15567249.2017.1387619.
39. Mondal K.C., Chandran R. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2014. V. 39. P. 9670–9674. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.04.087.
40. Alhamdani Y.A., Hassim M.H., Ng R.T.L., Hurme M. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2017. V. 42. P. 9342–9351. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.07.274.
41. Matute G., Yusta J.M., Correias L.C. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2019. V. 44. Issue 33. P. 17431–17442.
42. Cormos A.-M., Szima S., Fogarasi S., Cormos C.-C. *Chemical Engineering Transactions.* 2018. V. 70. P. 1231–1236. doi: 10.3303/CET1870206.
43. Salkuyeh Y.K., Saville B.A., MacLean H.L. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2017. V. 42. Issue 30. P. 18894–18909. doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.219.
44. Marti'nez-Salazar A.L., Melo-Banda J.A., Coronel-Garci'a M.A., Garcí'a-Vite P.M., Marti'nez-Salazar I, Domí'nguez-Esquivel J.M. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2019. V. 44. Issue 24. P. 12296–12302. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.023.
45. James B.D., DeSantis D.A., Saur G. DOE-Strategic-Analysis-6231-1, 30 September 2016. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1346418> (дата обращения 10.02.2020).
46. Keipi T., Tolvanen H., Konttinen J. *Energy Conversion and Management.* 2018. V. 159. P. 264–273. doi: 10.1016/j.enconman.2017.12.063.
47. Tayade P., Sapkal V., Rode C., Sapkal R. *International Journal of Advances in Engineering & Technology.* 2012. V. 3. Issue 1. P. 436–450.
48. Bromberg L., Cohn D.R., Rabinovich A. *International Journal of Hydrogen Energy.* 1997. V. 22. No.1. P. 83–94.
49. Bromberg L., Cohn D.R., Rabinovich A., O'Brien C., Hochgreb S. *Energy and Fuels.* 1998. V. 12. No.1. P. 11–18.
50. Hammer T., Kappes T., Baldauf M. *Catalysis Today.* 2004. V. 89. No. 1–2. P. 5–14.
51. Petitpas G., Rolliera J.D., Darmonb A., Gonzalez-Aguilera J., Metkemeijera R., Fulcheri L. *Int. J. Hydrogen Ener.* 2007. V. 32. P. 2848–2867.
52. Zhang Y.P., Li Y., Wang Y., Liu C.J., Eliasson B. *Fuel. Process. Technol.* 2003. V. 83. P. 101–109.
53. Rutberg P.G., Kuznetsov V.A., Popov V.E., Popov S.D., Surov A.V., Subbotin D.I., Bratsev A.N. *Appl. Energy.* 2015. V. 148. P. 159–168.
54. Paulmier T., Fulcheri L. *Chemical Engineering Journal.* 2005. V. 106. No. 1. P. 59–71.
55. Mizeraczyk J., Urashima K., Jasinski M., Dors M. *International Journal of Plasma Environmental Science & Technology.* 2014. V. 8. No.2. P. 89–97.
56. Mizeraczyk J., Jasiński M. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 2016. V. 75. P. 24702–24708.
57. Hydrogen production. Muhammet Kayfeci et al, in *Solar Hydrogen Production*, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydrogen-production-cost> (дата обращения 21.06.2020).
58. Dincer I., Acar C. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2015. V. 40. P. 11094–11111. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.