

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО, ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЛОВ

ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ: НА ПЕРЕПУТЬЕ. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ВЗГЛЯД

© 2021 г. С. П. Филиппов^а, *, А. В. Кейко^а

^аИнститут энергетических исследований РАН, ул. Нагорная, д. 31, корп. 2, Москва, 117186 Россия

*e-mail: fil_sp@mail.ru

Поступила в редакцию 16.09.2020 г.

После доработки 25.09.2020 г.

Принята к публикации 21.10.2020 г.

Рассмотрены экономические аспекты реализации технологий газификации угля. Отмечено, что имеется много объективных причин, затрудняющих сравнение экономических характеристик рассматриваемых технологий газификации. Получены оценки энергетической и экономической эффективности производства синтез-газа из угля. Определены факторы, оказывающие на нее (эффективность) наиболее сильное влияние: тип газогенератора, удельный расход кислорода, стоимость исходного топлива. Согласно расчетам, стоимость производимого синтез-газа оказывается в 2–3 раза выше цены природного газа для потребителей. Поэтому использование синтез-газа и получаемого из него водорода для централизованного производства электрической и тепловой энергии на обозримую перспективу не является экономически привлекательным. Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля также пока остаются неконкурентоспособными с традиционными угольными электростанциями, в основном, из-за высоких удельных капитальных затрат, доля которых в стоимости отпускаемой ими электроэнергии превышает 2/3. Детально рассмотрены вопросы экономической конкуренции производства водорода из угля с альтернативными технологиями его получения. Показано, что водород, получаемый из дешевых местных углей (в России это крупные угольные месторождения в Сибири и на Дальнем Востоке), способен конкурировать с водородом из природного газа. Тем не менее требуется продолжение работ по совершенствованию технологий газификации угля и сопутствующих технологий, прежде всего производства кислорода, в целях снижения капитальных и эксплуатационных затрат. Дальнейшее развитие углехимических технологий сопряжено со значительными рисками, связанными с проводимой в мире новой климатической политикой, направленной на резкое снижение выбросов CO₂ и вытеснение из мирового топливно-энергетического баланса органического топлива возобновляемыми источниками энергии. Для сохранения отечественной угольной промышленности необходима государственная поддержка разработки новых угольных технологий и углехимической науки.

Ключевые слова: газификация угля, газогенератор, парогазовая установка с внутрицикловой газификацией, уголь, синтез-газ, водород, энергетическая эффективность, стоимость производства синтез-газа и водорода

DOI: 10.1134/S0040363621050040

Набирающий силу процесс декарбонизации мировой экономики самым негативным образом может отразиться на угольной энергетике [1]. Для ее выживаемости необходимо расширить сферы применения угля путем производства продуктов с высокой добавленной стоимостью. Одна из ключевых технологий, позволяющих решить эту задачу, — газификация угля. Как показано в [2], технологии газификации уже достигли высокого уровня технической зрелости. На рынке доступны газогенераторы различных конструкций и сопутствующее оборудование. Они позволяют организовать производство на основе угля практически всего набора продуктов, получаемых из нефти и природного газа. Но эти продукты должны быть конкурентоспособными на рынке. Поэтому акту-

альной задачей является оценка экономической эффективности технологий газификации угля для производства газа различного назначения. Полученные результаты должны определить целевые ориентиры дальнейшей научно-технической политики в данной области.

Поскольку массового рынка установок с газификацией угля, в том числе парогазовых установок с внутрицикловой газификацией (ПГУ с ВЦГ), пока нет, то не существует и статистических данных об их экономических характеристиках. Поэтому информацию о таких характеристиках можно получить, проанализировав реализованные проекты, технико-экономические обоснования новых проектов, результаты расчетных исследований, выполненных с использованием специализированных

математических моделей. К сожалению, сопоставимость получаемых таким образом данных часто оказывается неудовлетворительной.

Имеется много объективных причин, затрудняющих сравнение экономических характеристик разработанных технологий газификации угля и их реализованных приложений. Прежде всего, это технологические различия: по составу оборудования, его производительности и параметрам. Трудно сопоставимыми могут быть “проектные” факторы: состав и протяженность необходимых инженерных коммуникаций (электрических связей, водопровода, подъездных дорог и т.д.), климатические и географические различия в местах сооружения установок. Существенно различаться может и состав объявляемых суммарных капитальных вложений. Они могут включать в себя только затраты непосредственно на установку (на основное и вспомогательное оборудование, его монтаж и пусконаладочные работы, строительные работы), но они могут быть и значительно шире (“полные затраты” на реализацию проекта) — включать затраты на землеустройство, аренду земли, инженерные изыскания, лицензирование, сооружение внешних коммуникаций и др. Иногда в затраты включают стоимость заемного капитала и, наоборот, не включают государственные субсидии на реализацию пилотных проектов. Наконец, следует учитывать, что пилотные установки обычно существенно дороже производимых серийно.

Важную роль в формировании удельной стоимости технологии в разных проектах играют “страновые” факторы: различия стран по стоимости капитала, курсам национальных валют, темпам инфляции, уровню и формам государственной поддержки демонстрационных проектов, доступности и уровню развития научной, технологической и производственной базы и др. Например, заморозка программы FutureGen в США в 2008 г. парализовала работу по более чем 30 проектам, связанным с газификацией угля. В последнее время в качестве одной из основных причин отмены “угольных” проектов инвесторы называют неопределенности в климатической политике государств. Различия в темпах инфляции затрудняют сопоставление проектов, реализованных или оцененных в разные годы.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Экономическую эффективность производства из угля синтез-газа хорошо иллюстрирует документ [3]. Он представляет собой технико-экономическое обоснование сооружения установки для газификации каменного угля разреза “Караканский-Западный”, подготовленное в 2017 г. специалистами Фрайбергской горной академии

(Technische Universitat Bergakademie Freiberg, Германия). Газифицировать планировалось рядовой караканский уголь марки Д (длиннопламенный), имеющий влажность около 15%, зольность в сухом состоянии 9%, содержание серы в сухом состоянии 0.39%, низшую теплоту сгорания 23 МДж/кг. Теплота сгорания угля в пересчете на сухое беззольное состояние (Q^{daf}) составляет 31 МДж/кг [4]. Уголь марки Д характеризуется низкой себестоимостью добычи — в ценах 2017 г. примерно 770–800 руб/т (менее 0.6 дол/ГДж) [5]. Получаемый синтез-газ предполагалось использовать для производства химической продукции. Производительность установки по перерабатываемому углю составляет 1800 т/сут. Принципиальная технологическая схема получения синтез-газа из угля приведена на рисунке.

В проекте [3] рассмотрены две технологии кислородной газификации угля:

GSP — высокотемпературная газификация угольной пыли в потоке (первый вариант); имеются примеры промышленного внедрения;

инновационная COORVED, представляющая собой комбинацию газификации в плотном слое и газификации в кипящем слое; эта технология находится в стадии разработки (второй вариант).

Во Фрайберге эксплуатируется соответствующая опытно-промышленная установка [3]. Основными преимуществами многозонного газогенератора COORVED по сравнению с поточным газогенератором GSP считают следующие:

- отсутствие необходимости в размоле угля;
- более простые схемы ввода угля в газогенератор и вывода золы из него;
- меньшая потребность в кислороде;
- проще автоматизация основных технологических процессов.

При использовании обеих технологий процесс газификации осуществляется при давлении около 4 МПа; ожидаемая степень конверсии углерода в них составляет 99.8%.

В табл. 1 приведены технико-экономические показатели рассмотренных вариантов получения синтез-газа из караканского угля, рассчитанные на основе данных из [3, 4]. Из таблицы видно, что выбор технологии газификации оказывает существенное влияние на экономику проекта. Как было показано в [2], энергетическая эффективность технологии может характеризоваться коэффициентом эффективности термохимической конверсии угля η_t , равным отношению энергии полученных продуктов к энергии затраченного угля:

$$\eta_t = g_g (LHV)_g / (LHV)_c,$$



Принципиальная технологическая схема получения синтез-газа из каменного угля

где g_g — удельный выход газа, кг(газа)/кг(угля); $(LHV)_g$ и $(LHV)_c$ — теплота сгорания (низшая) газа и угля соответственно, МДж/кг.

Коэффициент эффективности термохимической конверсии угля по выходу смеси $CO + H_2$ составляет 74.6% для первого и 72.6% для второго варианта. По генераторному газу он выше — 75.6 и 81.1% соответственно. Различия объясняются разным составом получаемого газа. Мольное соотношение H_2/CO в первом варианте равно примерно 0.34, а во втором — 0.79. Кроме того, в составе производимого газа во втором варианте содержится значительное количество метана — около 1.6% (по объему).

Производство синтез-газа сопряжено со значительным потреблением электроэнергии, которая требуется на получение кислорода и прочие собственные нужды установки. Эти потребности оцениваются по двум вариантам в 0.72 и 0.57 кВт · ч/кг сухого беззольного угля соответственно (при удельном расходе электроэнергии на производство кислорода 1.2 кВт · ч/м³ O₂ и нормальных условиях). Доля кислородной установки в потреблении электроэнергии превышает 90%. Энергетическая эффективность установки газификации угля, при расчете которой учитываются ее потребности в покупной электроэнергии, составляет по смеси $CO + H_2$ в первом варианте 66.3%, а во втором — 66.0%.

Поскольку рассматриваемые варианты существенно различаются по удельному потреблению

электроэнергии, то целесообразно определить полную энергетическую эффективность производства газа из угля (η). Этот показатель учитывает расход энергии на производство покупной электроэнергии (при условии, что все потребности в паре обеспечиваются путем утилизации тепловой энергии в пределах установки) и определяется как

$$\eta = \eta_r (1 - e/\eta_p),$$

где e — удельный расход электроэнергии установкой, отнесенный к энергии газифицируемого угля, МДж/МДж; η_p — КПД производства покупаемой электроэнергии.

Если принять, что покупаемая электроэнергия вырабатывается угольной электростанцией с КПД 40%, то полная энергетическая эффективность производства смеси $CO + H_2$ из угля составит в первом варианте 53.9%, а во втором — 56.2%, т.е. второй вариант оказывается энергетически более выигрышным.

Из табл. 1 следует, что рассматриваемые варианты существенно различаются по экономическим характеристикам. Удельные затраты на оборудование, отнесенные к суточной производительности установки по газифицируемому углю, в первом варианте равны 56, а во втором — 35 дол/(т/сут). В структуре затрат на оборудование основная доля приходится на кислородную установку: 50% в первом и 69% во втором варианте. При этом затраты собственно на газогенератор

Таблица 1. Техничко-экономические характеристики газификации караганского угля с производством синтез-газа

Показатель	Газогенератор	
	GSP	COORVED
Производительность по углю, т/сут	1800	1800
Потребность в кислороде, м ³ /кг сухого беззольного угля (при нормальных условиях)	0.542	0.434
Потребность в водяном паре, кг/кг сухого беззольного угля	0.01	0.516
Выход H ₂ + CO, м ³ /кг сухого беззольного угля (при нормальных условиях)	1.95	2.04
Состав сухого генераторного газа, % (по объему):		
H ₂	23.1	38.0
CO	68.1	47.9
CO ₂	7.6	11.6
CH ₄	0	1.57
N ₂	1.0	0.83
H ₂ S	0.02	0.02
прочие	0.18	0.08
Всего	100.0	100.0
Соотношение H ₂ /CO в синтез-газе, моль/моль	0.339	0.793
Теплота сгорания синтез-газа, МДж/м ³ (при нормальных условиях)	11.1	10.7
Коэффициент эффективности термохимической конверсии угля, %:		
по CO + H ₂	74.6	72.6
по генераторному газу	75.6	81.1
Удельный расход электроэнергии на производство кислорода и прочие собственные нужды установки, кВт · ч/кг сухого беззольного угля	0.72	0.57
Энергетическая эффективность установки*, %:		
по CO + H ₂	66.3	66.0
по генераторному газу	67.2	74.5
Полная энергетическая эффективность производства синтез-газа**, %:		
по CO + H ₂	53.9	56.2
по генераторному газу	55.0	64.7
Удельные затраты на оборудование, тыс. дол/(т/сут)	56	35
Структура затрат на оборудование, %:		
система размола угля	17.6	0.0
система ввода угля в газогенератор	10.0	4.9
газогенератор	8.3	14.0
система вывода золы/шлака из газогенератора	4.2	2.4
кислородная установка	50.1	68.7
система первичной очистки газа	4.6	7.0
система очистки загрязненной воды	5.2	3.0
Всего	100.0	100.0
Стоимость производства синтез-газа, дол/ГДж	8.4	6.3
Структура стоимости производства синтез-газа, %:		
капитальные затраты	43.5	35.3
эксплуатационные расходы	38.6	41.4
затраты на уголь	17.9	23.3
Всего	100.0	100.0

* С учетом потребления электроэнергии на производство кислорода и прочие собственные нужды установки.

** При производстве потребляемой электроэнергии на угольной ТЭС с КПД 40%.

относительно невелики – всего 8 и 14% соответственно.

Стоимость производства синтез-газа в первом варианте составляет 8.4, во втором – 6.3 дол/ГДж (в ценах 2017 г.). В структуре стоимости синтез-газа капитальные затраты достигают 35–44%,

эксплуатационные расходы – 39–41% для обоих вариантов. Затраты на уголь в стоимости синтез-газа равны 18–23%, или примерно 1.5 дол/ГДж. Это означает, что уголь поставляется на переработку по цене, примерно в 2 раза превышающей стоимость его добычи.

Стоимость производимого синтез-газа оказывается в 2.4–3.2 раза выше цены природного газа у российских потребителей, которая в 2017 г. составляла примерно 2.6 дол/ГДж. Из этого следует, что производство синтез-газа из угля не является пока экономически привлекательным для условий России при использовании его для энергетических целей, т.е. в качестве топлива для выработки электрической и тепловой энергии. При этом не поможет и снижение стоимости поставляемого на переработку угля до уровня себестоимости его добычи из-за относительно невысокой доли затрат на уголь в стоимости производства синтез-газа. Экономические аспекты комбинирования газификации угля с парогазовой установкой будут рассмотрены далее.

Иная ситуация наблюдается, когда синтез-газ планируется использовать для производства химических продуктов. Это объясняется тем, что производство синтез-газа из природного газа или нефтяного сырья также является дорогостоящим и энергетически затратным процессом. Но и в этом случае для обеспечения конкурентоспособности углехимических технологий необходимо снижение в них капитальных и эксплуатационных затрат. Это требует продолжения работ по совершенствованию технологий газификации угля и сопутствующих технологий. Прежде всего, нужно обратить внимание на разработку новых технологий производства кислорода.

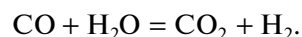
Снижение затрат на оборудование может быть обеспечено путем, во-первых, его дальнейшего совершенствования и, во-вторых, тиражирования. Практика показывает, что имеются значительные возможности для снижения стоимости оборудования благодаря коммерциализации новых разработок. Примером этого может служить газогенератор PWR, предложенный в 2000-х годах компанией Pratt & Whitney Rocketdyne, Inc. (США). Это одна из немногих новых разработок конструкций газогенераторов в нынешнем веке. С применением ракетных технологий и материалов создателям генератора PWR удалось на 90% сократить размеры поточного газогенератора и почти на 50% его удельную стоимость при обеспечении коэффициента термохимической конверсии угля на уровне 85% [6].

Масштабировать и коммерциализировать технологию взялся нефтяной гигант ExxonMobil при поддержке министерства энергетики США. Однако после продажи компании-разработчика в 2013 г. оборонному холдингу GenCorp, Inc. (ныне Aerojet Rocketdyne Holdings, Inc.) данная разработка заглохла, а в 2015 г. была продана GTI (Gas Technology Institute, США). В 2017 г. конструкция PWR под торговой маркой R-Gas вышла в фазу крупномасштабной демонстрации, которая проводится совместно GTI и китайским партнером

Yangquan Coal Industry Group на углехимическом комбинате в Шаньси (КНР). Ожидается, что применение газогенератора R-Gas снизит себестоимость получаемого синтез-газа и производимых на его основе химических продуктов на 15–30% [7].

ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА ИЗ УГЛЯ

Рассмотренные в данной статье установки могут быть ориентированы на производство водорода как конечного продукта переработки угля. Для этого должно использоваться кислородное (парокислородное) дутье и в технологической схеме нужно предусмотреть паровую конверсию CO в водород:



Это каталитический процесс, который обычно ведется под давлением 2–3 МПа в две стадии:

высокотемпературной (350–450°C) на железохромовых катализаторах;

низкотемпературной (примерно 200–250°C) на медьсодержащих катализаторах.

Остаточное содержание CO в синтез-газе может составить 0.2–0.6% (по объему). Реакция конверсии CO является экзотермической. Тепловой эффект ее весьма значителен: около 41.1 кДж/моль (при нормальных условиях), или 184 МДж/м³ CO (при нормальных условиях). Это составляет примерно 14.5% удельной теплоты сгорания CO. Довольно высока потребность процесса конверсии в водяном паре – 0.8 кг/м³ CO для стехиометрических и нормальных условий. Производится пар может из собственных тепловых ресурсов установки. Газ после конвертора CO содержит большое количество балластного CO₂ (40–45%). Для получения товарного водорода требуется его удалить.

Технологии конверсии CO в водород и очистки получаемого газа от CO₂ хорошо освоены в промышленности. Однако их применение связано со значительным усложнением технологической схемы установки, что обусловлено вводом в нее дополнительного реакторного и теплообменного оборудования, работающего под высоким давлением в агрессивной среде. Эксплуатационные затраты растут из-за использования дополнительных расходных материалов (катализаторов, сорбентов и др.) и энергии. Все это ведет к удорожанию установки и увеличению стоимости производства конечного продукта – товарного водорода.

Расчеты стоимости производства водорода из угля выполнены на основе данных табл. 1. Степень конверсии CO в H₂ принята равной 99%, а степень улавливания CO₂ – 95%. Результаты расчетов приведены в табл. 2. Удельный выход товарного водорода близок к 2.1–2.2 м³/кг сухого беззольного угля (при нормальных условиях). Со-

Таблица 2. Эффективность производства водорода из караканского угля

Показатель	Газогенератор	
	GSP	COORVED
Производительность по углю, т/сут	1800	1800
Потребность в кислороде, м ³ /кг сухого беззольного угля (при нормальных условиях)	0.542	0.434
Потребность в водяном паре, кг/кг сухого беззольного угля	1.18	1.43
Выход товарного водорода, м ³ /кг сухого беззольного угля (при нормальных условиях)	2.06	2.17
Состав товарного водорода, % (по объему):		
Н ₂	94.16	93.53
СО	0.71	0.52
СО ₂	3.90	3.23
СН ₄	0.00	1.72
N ₂ и прочие газы	1.23	1.00
Всего	100.0	100.0
Теплота сгорания товарного водорода, МДж/м ³ (при нормальных условиях)	10.3	10.8
Удельный расход электроэнергии на производство кислорода и прочие собственные нужды установки, кВт · ч/кг сухого беззольного угля	0.75	0.60
Коэффициент эффективности термохимической конверсии угля в товарный водород, %	67.1	74.4
Энергетическая эффективность установки*, %	58.5	67.5
Полная энергетическая эффективность производства товарного водорода**, %	45.6	57.2
Степень чистоты товарного водорода, %	94.1	93.5
Выбросы СО ₂ , кг СО ₂ /ГДж Н ₂	164	137
В том числе:		
при производстве водорода	144	121
при производстве покупаемой электроэнергии	20	16

* С учетом потребления электроэнергии на производство кислорода и прочие собственные нужды установки.

** При производстве потребляемой электроэнергии на угольной ТЭС с КПД 40%.

держание Н₂ в товарном водороде составляет около 94%. Коэффициент эффективности термохимической конверсии угля в товарный водород оценивается в 67.1% в первом и 74.4% во втором варианте. С учетом расхода электроэнергии на производство кислорода и прочие собственные нужды энергетическая эффективность установки снижается до 58.3 и 67.2% по первому и второму варианту соответственно. Расчетное значение полной энергетической эффективности получения товарного водорода из угля с учетом КПД производства электроэнергии на внешней угольной ТЭС (равного 40%) составит соответственно 45.2 и 56.4% (при условии, что все потребности установки в паре обеспечиваются за счет утилизации собственной тепловой энергии).

Большая потребность установок по производству водорода из угля в электроэнергии и наличие в различных элементах технологической схемы значительных объемов сбросной тепловой энергии и горючих газов позволяют поставить вопрос о комбинировании их с энергоустановками. Эффективность такого комбинирования может оказаться достаточно высокой.

Стоимость производства водорода из угля может быть оценена на основе опытных данных, полученных в Китае [8]. В мире работают 130 заводов по переработке угля в водород, из них 80% находятся в Китае, поэтому китайские данные об экономике промышленного получения водорода из угля можно считать наиболее надежными.

Производимый из угля водород оказывается самым дешевым в Китае – около 9.2 дол/ГДж Н₂ (табл. 3). Водород, получаемый путем паровой конверсии природного газа (steam methane reforming – SMR), в 1.6 раза дороже – около 15 дол/ГДж Н₂. Такое различие в решающей степени обусловлено низкой стоимостью добываемого в стране угля и высокой ценой на импортный природный газ. И это несмотря на то, что капитальные затраты на установки получения водорода из угля (около 1400 дол/кВт Н₂) примерно в 2 раза выше, чем на установки получения водорода из природного газа (500–900 дол/кВт Н₂) [8].

Таблица 3. Стоимость производства водорода различными способами для условий Китая (2018 г.)

Показатель	Уголь	Природный газ	Электроэнергия	
			от угольной ТЭС	от ВИЭ
<i>Производство водорода без улавливания CO₂</i>				
Стоимость производства водорода, дол/ГДж H ₂	9.2	15.0	44.2	24.2
Структура стоимости водорода, %:				
капитальные затраты	46	17	17	35
эксплуатационные расходы	36	11	2	3
затраты на уголь/природный газ/электроэнергию	18	72	81	62
Выбросы CO ₂ , кг/ГДж H ₂	170	80	270	0
<i>Производство водорода с улавливанием CO₂</i>				
Стоимость производства водорода, дол/ГДж H ₂	12.5	19.2	56.7	–
Структура стоимости водорода, %:				
капитальные затраты	35	26	27	–
эксплуатационные расходы	51	17	10	–
затраты на уголь/природный газ/электроэнергию	14	57	63	–
Выбросы CO ₂ , кг/ГДж H ₂	17	8	27	–

Имеются все основания полагать, что в условиях России стоимость производства водорода из дешевых сибирских и дальневосточных углей, прежде всего бурых, с использованием недорогого китайского газогенераторного оборудования может оказаться вполне сопоставимой со стоимостью его производства из угля в Китае. Применение китайских газогенераторов обусловлено тем, что российские предприятия пока не выпускают необходимого для этого оборудования.

Наиболее дорогим в Китае является водород, производимый путем электролиза воды на основе электроэнергии, получаемой из сети (44 дол/ГДж H₂). И это несмотря на то, что электроэнергия в Китае вырабатывается преимущественно угольными электростанциями. В то же время получение водорода с использованием электроэнергии, генерируемой на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), оказывается почти в 2 раза дешевле (24 дол/ГДж H₂) [8]. Такие показатели достигнуты благодаря применению дешевого оборудования местного производства, недорогой его эксплуатации и использования высокопотенциальных ресурсов солнечной и ветровой энергии.

Следует отметить, что электролиз воды позволяет получать водород высокой чистоты – свыше 99.5%. Степень чистоты товарного водорода из угля существенно ниже – примерно 90–95%. Для многих крупных потребителей водорода (прямое восстановление железа, синтез метанола, сжигание и др.) это вполне приемлемо. При использо-

вании высокотемпературных газогенераторов с кислородным дутьем можно получать из угля водород с чистотой до 97% [9]. Однако имеются многочисленные сферы применения, где требуется более чистый водород (синтез аммиака, многие каталитические процессы нефтепереработки и нефтехимии, топливные элементы на основе протонообменных мембран и др.). Очистка водорода сопряжена с дополнительными затратами, которые ведут к увеличению его стоимости. Затраты на очистку зависят от требуемой чистоты водорода и применяемой технологии очистки.

Стоимость производства водорода из угля в Китае сопоставима с его получением из природного газа во многих странах мира, в том числе и в России (табл. 4). Исключение составляют страны, богатые дешевым природным газом, в частности ближневосточные и США. В Китае получаемый из угля водород используется в основном для синтеза аммиака – продукта, весьма востребованного на внутреннем рынке. Китай является крупнейшим в мире потребителем азотных удобрений, спрос на которые оценивается в 46 млн т в год. Аммиак из угля в Китае конкурентоспособен с аммиаком, получаемым из природного газа, и с импортным аммиаком.

Производство водорода из угля сопровождается большими выбросами CO₂ – около 170 кг CO₂/ГДж H₂, что в 2 раза выше, чем при производстве водорода из природного газа (см. табл. 3). Но это в 1.6 раза меньше по сравнению с выбросами CO₂ при производстве водорода путем

Таблица 4. Стоимость производства водорода из природного газа в различных регионах мира, дол/ГДж H₂ (2018 г.) [8]

Показатель	США	Евросоюз	Россия	Китай	Ближний Восток
<i>Производство водорода без улавливания CO₂</i>					
Стоимость производства водорода, дол/ГДж H ₂	8.3	14.2	9.2	15.0	7.5
Структура стоимости водорода, %:					
капитальные затраты	30	18	27	17	33
эксплуатационные расходы	20	12	18	11	22
затраты на природный газ	50	70	55	72	45
<i>Производство водорода с улавливанием CO₂</i>					
Стоимость производства водорода, дол/ГДж H ₂	12.5	18.3	13.3	19.2	11.7
Структура стоимости водорода, %:					
капитальные затраты	40	27	38	26	43
эксплуатационные расходы	27	18	25	17	28
затраты на природный газ	33	55	37	57	29

электролиза воды с использованием электро-энергии, вырабатываемой на угольных электро-станциях.

Согласно данным [8], оснащение установок получения водорода из природного газа системами улавливания CO₂ с эффективностью 90% ведет к увеличению капитальных затрат на 50%, росту потребления топлива на 10% и удвоению эксплуатационных расходов. Это обусловлено самой технологией паровой конверсии природного газа в водород. В ней около трети потребляемого природного газа расходуется на цели обогрева реактора конверсии. При этом природный газ сжигается в воздушной среде при атмосферном давлении. Поэтому концентрация CO₂ в уходящих газах относительно невелика (менее 15%), что резко удорожает процесс его извлечения.

В установках получения водорода из угля CO₂ извлекается из смеси газов после реактора конверсии CO, находящейся под высоким давлением. Концентрация CO₂ в ней довольно высокая (около 40–45%). Поэтому рост капитальных затрат на извлечение CO₂ оказывается небольшим – около 5%. Примерно на такое же значение увеличиваются затраты на топливо. Существенным будет рост эксплуатационных расходов. Тем не менее даже при организации улавливания CO₂ водород, полученный из угля, в Китае оказывается дешевле, чем из природного газа – 12.5 и 19.2 дол/ГДж H₂ соответственно (см. табл. 3). Более того, и в этих условиях китайский “угольный” водород вполне конкурентоспособен с водородом из природного газа в большинстве регионов мира (см. табл. 4). Это означает, что даже при введении глобальных ограничений на выбросы CO₂ китайская химическая продукция высоких переделов, производимая с большим потреблением водорода, будет оставаться конкурентоспособной в мире.

Представленные в табл. 3 и 4 показатели текущей стоимости водорода довольно хорошо согласуются с данными из других источников. В частности, в монографии [10] приведены следующие показатели стоимости получения водорода различными методами (для условий 2018 г.), дол/ГДж H₂:

газификация угля: 11.2 без улавливания CO₂ и 13.6 с улавливанием CO₂;

паровая конверсия природного газа: 17.3 без улавливания CO₂ и 18.9 с улавливанием CO₂;

электролиз воды с использованием электроэнергии: атомных электростанций – 34.6, солнечных электростанций (СЭС) – 48.2, ветровых электростанций (ВЭС) – 49.1.

В отчете [11] стоимость производства водорода в настоящее время оценена следующим образом:

газификация угля с улавливанием CO₂: 15 дол/ГДж H₂ при стоимости угля 1.5 дол/ГДж и 16.7 дол/ГДж H₂ при стоимости угля 3.8 дол/ГДж;

паровая конверсия природного газа с улавливанием CO₂: 10.8 дол/ГДж H₂ при стоимости газа 3.2 дол/ГДж и 18.3 дол/ГДж H₂ при стоимости газа 8.4 дол/ГДж.

Прогнозные стоимости производства водорода из угля и природного газа будут, видимо, в течение длительного времени оставаться примерно такими же. Влияние на них технического прогресса будет компенсироваться ростом стоимости угля и природного газа.

Представленные данные подтверждают сделанный ранее вывод о возможности производства водорода из дешевого угля с конкурентоспособными экономическими показателями. Следовательно, у технологий газификации угля имеются определенные перспективы для крупномасштабного применения. Этому способствует значи-

Таблица 5. Прогноз мирового спроса на водород к 2050 г., млн т H₂ в год [8, 14]

Показатель	Современное потребление	Спрос при жесткой климатической политике	Теоретический спрос
Всего	115	696	1370
В том числе:			
промышленность	115	123	301
транспорт	0	301	524
электроэнергетика	0	219	439
теплоснабжение зданий	0	53	106
Доля в мировом потреблении конечной энергии, %	3	24	49

тельный и устойчиво растущий спрос на водород. За период с 1975 по 2018 г. мировое потребление водорода выросло более чем в 4.6 раза и в настоящее время составляет около 115 млн т, или 13.8 млн ТДж в год [8]. При этом около 70 млн т водорода используется в “чистой” форме (в основном в нефтепереработке и производстве аммиака) и еще примерно 45 млн т в смеси с различными газами (для производства метанола, прямого восстановления металлов и др.).

В настоящее время в мире водород производится в основном из природного газа (76%) и угля (23%) и немногим более 1% с использованием технологий электролиза, причем менее 0.1% путем электролиза воды, а остальное как побочный продукт электролиза щелочей при получении хлора и каустической соды [8]. Для производства водорода расходуется около 6% добываемого в мире природного газа и 2% угля. Производство “угольного” водорода сосредоточено преимущественно в Китае.

Прогресс в создании топливных элементов может существенно расширить сферы применения водорода и, в конечном счете, привести в формирование “водородной энергетики” [12]. Прежде всего, это относится к “портативной” и “мобильной” энергетике, где водород может использоваться для энергоснабжения разнообразных портативных устройств малой мощности, автономных роботов, транспортных средств и т.п. [13], составляя конкуренцию аккумуляторам электроэнергии. Но для этого нужен достаточно чистый водород. Производимый из угля водород этому условию не удовлетворяет, поэтому потребуется его дополнительная очистка, прежде всего от СО.

Согласно прогнозу [14] к 2050 г. потребление водорода в мире может увеличиться в 6 раз – до 696 млн т в год (83.5 млн ТДж/год) – при проведении жесткой климатической политики, обеспечивающей удержание роста температуры атмосферы планеты на уровне 1.5°C (табл. 5). При этом доля водорода в мировом потреблении конечной энергии (final energy) достигнет 24%. Прирост спроса на водород, как ожидается, будет происходить в основном за счет его потребления на транспорте

и в электроэнергетике. В последнем случае предполагается использовать водород для производства пиковой электроэнергии, что важно при большой доле ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. В этом случае водород будет производиться путем электролиза воды на базе электроэнергии от ВИЭ и служить промежуточным накопителем энергии. Для реализации таких планов нужны гигантские инвестиции – до 11 трлн дол. в целях создания водородной инфраструктуры, включающей в себя производство, транспортировку и хранение водорода. Теоретический объем мирового спроса на водород к 2050 г. в отчете [14] оценен в 1370 млн т в год (164 млн ТДж/год), или 49% мировых потребностей в конечной энергии. Эта оценка предполагает замещение органических топлив на транспорте, в промышленности, энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве в тех процессах, где это технологически возможно.

В обзоре [15] мировой спрос на чистый водород оценен примерно в 280 млн т к 2050 г. и в 520 млн т к 2070 г. против 75 млн т в 2019 г. Предполагается следующая структура потребления водорода, %:

Наземный транспорт	30
Производство авиационного керосина совместно с СО ₂	20
Синтез аммиака с последующим его применением в качестве топлива на морском транспорте	10
Использование в химической промышленности и металлургии	15
Выработка пиковой электроэнергии	15
Отопление зданий и горячее водоснабжение потребителей	5
Прочие нужды	5
Всего	100

Предполагается, что около 40% водорода будет производиться на основе органических топлив с улавливанием СО₂ и 60% – путем электролиза во-

ды. Доставка водорода потребителям будет на 95% осуществляться в чистом виде по специализированным водородопроводам (новые трубопроводы и реконструированные газовые сети). Оставшиеся 5% водорода будут поставляться потребителям в смеси с природным газом и биометаном.

При оценке перспектив производства водорода из угля следует принимать во внимание ожидаемый существенный прогресс в технологиях получения водорода на основе электроэнергии от ВИЭ. Это касается как электролизеров, так и солнечных и ветровых электростанций. У производства водорода на базе ВИЭ есть важное преимущество – его можно осуществлять с приемлемыми экономическими показателями непосредственно у потребителей. Объясняется это, во-первых, повсеместной доступностью солнечной и ветровой энергии и, во-вторых, экономической эффективностью электролизеров малой мощности. В результате сокращаются затраты на создание водородной транспортной инфраструктуры. При этом электролизный водород изначально является чистым и потому готовым к использованию повсеместно, в том числе в низкотемпературных топливных элементах типа PEM (proton-exchange membrane).

Согласно прогнозу [16], к 2030 г. стоимость водорода, получаемого электролизом воды на базе ВИЭ, может упасть с нынешних 50 дол/ГДж до 17–25 дол/ГДж. Для этого удельные капитальные затраты на электролизеры должны сократиться более чем в 2 раза – до 400 дол/кВт. Это возможно при достижении успехов в техническом совершенствовании электролизеров и росте объемов их применения до 70 ГВт. Продолжение технического прогресса в производстве электролизеров, создании СЭС и ВЭС может к середине века привести к снижению стоимости производства водорода на базе ВИЭ до 8.3 дол/ГДж (1.0 дол/кг H₂). Это сравнимо со стоимостью его получения из угля и природного газа в настоящее время. При этом в [16] отмечается, что у технологий производства водорода из угля и природного газа осталось не столь много возможностей для технического совершенствования. Экономические преимущества получения водорода из природных топлив по сравнению с электролизом воды выявляются и при рассмотрении полного жизненного цикла соответствующих технологий [17].

В [11] прогнозируется падение стоимости получения электролизного водорода на базе ВИЭ к 2050 г. примерно в 3 раза относительно 2018 г.: до 10–22 дол/ГДж H₂ при использовании электроэнергии от СЭС и до 8–10 дол/ГДж H₂ при производстве электроэнергии на ВЭС (табл. 6). Правда, данный прогноз основан на трудно выполнимых условиях, включая:

четырёхкратное снижение удельных затрат на электролизеры (с 840 дол/кВт в 2018 г. до 200 дол/кВт к 2050 г.);

четырёхкратное уменьшение стоимости электроэнергии, производимой СЭС;

двукратное снижение стоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭС.

Меньшие значения стоимости водорода относятся к лучшим СЭС и ВЭС, вырабатывающим электроэнергию с помощью высокопотенциальных ресурсов солнечной и ветровой энергии. Это позволит обеспечить к 2050 г.:

высокие значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) (load factor – LF): для СЭС 27%, для ВЭС 63%;

низкие значения стоимости генерируемой электроэнергии: для СЭС 4.5 дол/(МВт · ч), для ВЭС 11 дол/(МВт · ч).

Следует отметить, что в России в 2019 г. по данным Росстата среднее значение КИУМ составляло для СЭС 13.5%, а для ВЭС – 17.8%, т.е. было в несколько раз меньше.

Таким образом, сложился определенный консенсус в оценках прогнозной стоимости производства водорода. Эти оценки целесообразно сравнить с прогнозной стоимостью природного газа и угля [1]. Прогнозные оценки стоимости производства водорода и традиционных топлив к 2040 г., дол/ГДж, представлены далее:

Собственное производство водорода:

из угля	12.5–20.0
из природного газа	12.0–19.0
на основе электроэнергии от СЭС	12.0–25.0
на основе электроэнергии от ВЭС	10.0–22.0

Импорт водорода

(данные для порта доставки и 2030 г. [16]):

в США из Чили	23.0
в Германию из Саудовской Аравии	28.0
в Японию из Саудовской Аравии	31.0
в Японию из Австралии	28.0

Цена природного газа:

в США	3.2–4.2
в Евросоюзе	7.1–8.4
в Японии	8.2–9.7
в Китае	8.2–9.3

Цена угля:

в США	2.1–2.3
в Евросоюзе	2.5–3.3
в Японии	2.8–3.7

Меньшие значения стоимости собственного производства водорода соответствуют получению

Таблица 6. Стоимость производства водорода электролизом воды на базе ВИЭ, дол/ГДж H₂

Показатель	Стоимость водорода, дол/ГДж H ₂	Производство электроэнергии на базе ВИЭ	
		КИУМ	Стоимость электроэнергии, дол/(МВт · ч)
<i>Текущее состояние (2018 г.)</i>			
Солнечные электростанции*:			
лучшие	27.5	26	17.5
средний уровень	52.5	18	85
Ветровые электростанции:			
лучшие	21.7	48	23
средний уровень	35.0	45	55
<i>Прогноз на 2050 г.</i>			
Солнечные электростанции*:			
лучшие	10.0	27	4.5
средний уровень	21.7	18	22
Ветровые электростанции:			
лучшие	7.9	63	11
средний уровень	10.0	45	23

* СЭС на основе фотоэлектрических преобразователей.

водорода из дешевого угля и природного газа, а также использованию высококачественных ресурсов солнечной и ветровой энергии. Для угля меньшие значения относятся к сценарию устойчивого развития мировой энергетики, большие – к сценарию заявленной политики [1].

Из представленных данных следует, что водород в обозримом будущем не будет экономически конкурентоспособен с органическими видами топлив – природным газом и углем при использовании последнего для производства электрической и тепловой энергии в системах централизованного энергоснабжения. Такой же вывод сделан в отчете [18].

Высокая ожидаемая стоимость природного газа в Евросоюзе, Японии, Южной Корее, Китае не должна вводить в заблуждение при оценке перспективного рынка водорода. Высокая стоимость газа в этих регионах обусловлена большими затратами на его доставку. Перевозки же водорода обойдутся еще дороже. Морской транспорт жидкого водорода примерно в 5 раз дороже транспорта сжиженного природного газа [16]. В частности, транспортные расходы по доставке водорода из Саудовской Аравии в Японию оцениваются в 14.2 дол/ГДж H₂ или 1.7 дол/кг H₂ (прогноз на 2030 г.) [16]. Они включают в себя затраты на ожижение водорода и его погрузку – 7.5, морскую перевозку – 5 и разгрузку жидкого водорода – 1.7 дол/ГДж H₂. Для организации мирового рынка водорода придется практически с ну-

ля создавать соответствующую инфраструктуру, что потребует гигантских капиталовложений. Из-за больших транспортных расходов импортный водород на привлекательных рынках Азии, Европы и США, доставляемый из регионов с хорошими характеристиками солнечной и ветровой энергии (Саудовская Аравия, Австралия, Чили и др.) и потому с низкой стоимостью производства, оказывается очень дорогим.

Следует отметить, что переход к крупномасштабному использованию водорода в энергетике может быть обусловлен только политически мотивированными решениями. Рассмотрение вопросов способности водорода конкурировать с альтернативными энергоносителями, прежде всего с электроэнергией, в сфере мобильной и портативной энергетики, а также в распределенной генерации выходит за рамки настоящего исследования.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПГУ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

Экономические оценки ПГУ с ВЦГ могут быть получены из анализа известных проектов. Так, удельная стоимость “под ключ” успешного корейского проекта Таеан электрической мощностью 300 МВт составила в 2016 г. 4670 дол/кВт, а стоимость станции Edwardsport (США) мощностью 618 МВт на момент пуска в 2013 г. – 5670 дол/кВт. Стоимость установленной мощности “под ключ” для несостоявшегося проекта

Taylorville Energy Centre (Иллинойс, США) мощностью 630 МВт на момент начала его разработки в 2006 г. составляла 3170 дол/кВт, а к моменту отмены проекта в 2013 г. по причине его дороговизны поднялась до 5800 дол/кВт. В 2016 г. было подготовлено технико-экономическое обоснование сооружения в Египте ПГУ с ВЦГ мощностью 332 МВт на угле, в котором ее стоимость была оценена в 4210 дол/кВт [19]. Представленные здесь данные об удельной стоимости установленной мощности с поправкой на межстрановые различия удовлетворительно коррелируют между собой, что подтверждают и другие независимые оценки [20, 21].

Структура капитальных затрат на ПГУ с ВЦГ существенно зависит от применяемой технологии газификации. Так, для станции Puertollano она составляет, % [22]:

Воздухоразделительная установка	12
Газогенератор со вспомогательным оборудованием	26
Система очистки и кондиционирования синтез-газа	8
Парогазовая установка	54

Для ПГУ с ВЦГ на базе газогенератора Shell она несколько иная, % [21]:

Топливное хозяйство и подготовка топлива	7
Воздухоразделительная установка	14
Газогенератор со вспомогательным оборудованием	22
Система очистки и кондиционирования синтез-газа	18
Водоподготовка и очистка стоков	3
Парогазовая установка	16
Электрохозяйство	6
Система автоматики	2
Строительство	12

Как видно из приведенных значений, на блок газификации угля приходится около четверти суммарных капитальных затрат на ПГУ с ВЦГ.

Представленные данные по ПГУ с ВЦГ можно сравнить со средними показателями капитальных вложений в конкурирующие установки, оцененными US EIA в 2019 г. [23], дол/кВт:

Угольная ПТУ на суперсверх- критическом давлении:	
без улавливания CO ₂	3661
с улавливанием 90% CO ₂	5851
ПГУ на газе с улавливанием 90% CO ₂	2470

На основе данных из [24, 25] авторами настоящей статьи подготовлена табл. 7, в которой представлены технико-экономические характеристики ПГУ с ВЦГ и конкурирующих технологий. В ПГУ с ВЦГ используется двухзонный газогенератор CopocoPhillips (E-Gas), в котором реализуется процесс высокотемпературной газификации водоугольной суспензии (1370°C; 3.7 МПа) в потоке кислорода (95% чистоты) с жидким шлакоудалением. Установленная электрическая мощность ПГУ с ВЦГ составляет 690 МВт, номинальная (нетто) – 600 МВт. На собственные нужды расходуется 90 МВт (15%). В составе ПГУ с ВЦГ используется газовая турбина F-класса, адаптированная для работы на синтез-газе. Угольная паротурбинная установка (ПТУ) на параметры 600/600°C; 26.2 МПа оборудована низкоэмиссионными горелками, системами очистки дымовых газов от оксидов серы и азота. В табл. 7 представлены две ПГУ на природном газе с газовыми турбинами F- и H-класса соответственно. Первая ПГУ электрической мощностью 702 МВт (нетто) состоит из двух ГТУ F-класса мощностью 242 МВт каждая и одной паровой турбины мощностью 246 МВт. Таким образом, установленная мощность ПГУ составляет 730 МВт, из которых 28 МВт (3.84%) расходуется на собственные нужды. Вторая ПГУ имеет электрическую мощность нетто 429 МВт и является моноблочной: содержит в своем составе одну газовую и одну паровую турбины. В обеих парогазовых установках ГТУ оборудованы низкоэмиссионными камерами сгорания. В табл. 7 включены также две ГТУ простого цикла, используемые для покрытия пиковых электрических нагрузок: средней мощности (100 МВт) на базе газовой турбины E-класса и большой мощности (237 МВт) с использованием газовой турбины F-класса.

Расчет приведенной стоимости электроэнергии выполнен при следующих условиях: ставка дисконтирования – 5%, стоимость заемного капитала в период строительства – 5%, стоимость угля – 1.8 дол/ГДж, стоимость природного газа – 3 дол/ГДж. В структуре капитальных затрат доля прочих расходов, включая расходы на присоединение объекта к внешним инженерным коммуникациям, составляет примерно 16.7% для всех рассмотренных установок. Экономические оценки приведены в ценах 2016 г.

Из табл. 7 следует, что для принятых условий ПГУ с ВЦГ по приведенной стоимости электроэнергии оказывается неконкурентоспособной с альтернативными техническими решениями. Отпускаемая ПГУ с ВЦГ электроэнергия оказывается дороже электроэнергии, вырабатываемой угольной паротурбинной установкой, в 1.3 раза, ПГУ на природном газе – в 2.9 раза, ГТУ простого цикла – в 1.6–3.0 раза. Основная причина такой дороговизны – большие капитальные затраты на ПГУ с ВЦГ.

Таблица 7. Технико-экономические показатели ПГУ с ВЦГ и конкурирующих технологий

Показатель	ПГУ с ВЦГ	ПТУ	ПГУ		ГТУ	
			Ф-класса	Н-класса	Е-класса	Ф-класса
Вид топлива	Уголь	Уголь	Газ	Газ	Газ	Газ
Электрическая мощность (нетто), МВт	600	650	702	429	100	237
КПД нетто (по низшей теплоте сгорания), %	40.7	40.2	56.9	59.6	37.5	38.3
Удельные капиталовложения, дол/кВт	4400	3636	978	1104	1101	678
Структура капитальных затрат, %:						
строительство, материалы, доставка	4.3	10.5	7.2	5.4	6.0	8.5
механическое оборудование, доставка, монтаж	45.9	42.0	47.2	45.3	45.7	44.4
электрическое оборудование, доставка, монтаж	9.4	6.0	6.4	6.4	11.0	11.1
проектирование, управление строительством, ввод в эксплуатацию	14.8	16.5	14.4	18.3	13.0	11.7
сборы, прибыли, непредвиденные расходы	8.9	8.3	8.1	7.9	7.6	7.6
прочие расходы, включая присоединение к внешним сетям	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7
Всего	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Эксплуатационные расходы:						
постоянные, дол/(кВт · год)	62.25	42.1	11.0	10.0	17.5	6.8
переменные, дол/(МВт · ч)	7.22	4.6	3.5	2.0	3.5	10.7
Число часов использования мощности, ч/год	5000	5000	5000	5000	3000	3000
Длительность периода, лет:						
строительства	5	5	4	4	2	2
эксплуатации	30	30	30	30	20	20
Приведенная стоимость электроэнергии, дол/(МВт · ч)	115.2	88.4	39.8	39.1	70.9	61.5
Структура приведенной стоимости электроэнергии, %:						
инвестиционная составляющая	66.5	66.1	37.5	43.1	45.9	32.5
постоянные эксплуатационные затраты	12.5	10.1	5.7	5.3	8.4	3.9
переменные эксплуатационные затраты	7.2	5.6	9.1	5.3	5.1	17.8
топливная составляющая	13.8	18.2	47.7	46.3	40.6	45.8
Всего	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Доля инвестиционной составляющей в приведенной стоимости электроэнергии от ПГУ с ВЦГ превышает 66%, тогда как для газовых ПГУ она равна примерно 38–43%.

Представленные выводы подтверждаются другими исследованиями, например [26, 27], а также результатами эксплуатации реальных установок ПГУ с ВЦГ. Так, работа ПГУ с ВЦГ на станции Edwardsport оказалась к 2018 г. убыточной. За 55 месяцев эксплуатации готовность установки составила всего 40% вместо проектных 79%, а средняя стоимость производимой электроэнер-

гии – 145 дол/(МВт · ч) [28]. По оценке авторов настоящей статьи, даже при проектном значении готовности данная установка производила бы электроэнергию стоимостью около 102 дол/(МВт · ч), что по сравнению с электроэнергией от угольной ПТУ выше в 1.3 раза, а от газовой ПГУ – в 2.7 раза. Стоимость производства электроэнергии этими установками оценена в [15] соответственно как 76.4 и 38.1 дол/(МВт · ч).

Нерентабельной оказалась газификация угля на предприятии Great Plains Gasification Plant в США [29]. По причине экономической несостоя-

Таблица 8. SWOT-анализ технологии ПГУ с ВЦГ

Сильные стороны	Слабые стороны
<p>Огромные ресурсы угля на планете. Дешевизна угля. Доступность угля и его хорошая складированность. Техническая освоенность всех компонентов технологии. Низкие выбросы оксидов серы и азота. Высокая степень извлечения CO₂. Более дешевое улавливание CO₂</p>	<p>Сложная технологическая схема. Низкая готовность. Плохие маневренные свойства. Дополнительные потери энергии на стадии газификации. Высокие капитальные затраты. Высокая стоимость производимой электроэнергии</p>
Новые возможности	Угрозы
<p>Диверсификация производства электроэнергии по видам топлива с соответствующим повышением уровня энергетической безопасности страны и регионов. Интеграция с производством химических продуктов из угля и создание энерготехнологических установок (полигенерация). Снижение себестоимости производимой продукции при комбинировании производств. Расширение областей экономически эффективного использования угля. Поддержка развития угольной промышленности и сохранение рабочих мест</p>	<p>Неопределенность проводимой климатической политики. Введение жестких ограничений на выбросы CO₂. Установление высоких уровней платежей за выбросы CO₂. Низкая экономическая конкурентоспособность с альтернативными технологиями. Государственная энергетическая политика по расширению использования возобновляемых источников энергии. Сокращение государственной поддержки разработки новых угольных технологий и углехимической науки</p>

тельности власти Австралии свернули амбициозный проект по газификации угля Arckaringa, в состав которого входила установка по производству жидких продуктов и ПГУ с ВЦГ [30]. Заодно были отвергнуты проекты сооружения новых угольных паротурбинных установок. Причинами стали их невостребованность в ветреные периоды (электроэнергия вырабатывается в это время в основном ветровыми электростанциями) и высокая стоимость производимой электроэнергии в штилевые периоды (из-за низкой среднегодовой загрузки станции и большой инвестиционной составляющей в стоимости электроэнергии).

Печально сложилась судьба ПГУ с ВЦГ на станции Kempeg мощностью 582 МВт (эл.) в штате Миссисипи, США. В 2017 г. блок газификации с газогенератором TRIG компании Kellog Brown & Root (KBR) был испытан и списан до сдачи в эксплуатацию, когда выяснилось, что он потребует модернизации. Станция Kempeg была переведена на природный газ. Перевод ПГУ с ВЦГ на природный газ до начала эксплуатации случился и с проектами Caledonia Clean Energy Project и Don Valley в Великобритании, Cash Creek IGCC в США и Good Spring Plant в Канаде. Финансовая несостоятельность стала причиной закрытия проекта Sulcis в Италии и еще шести проектов в других странах. Шестнадцать проектов ПГУ с ВЦГ были прекращены на стадии проектирования. Сколько еще проектов было отклонено на

стадии технико-экономического обоснования, неизвестно. Информация о них редко становится достоянием гласности. Основными причинами прекращения реализации проектов ПГУ с ВЦГ были их низкая экономическая эффективность по внутрицикловой газификации угля, неопределенность климатической политики и недостаточная государственная поддержка.

Выполненный SWOT-анализ ПГУ с ВЦГ (табл. 8) показал, что у этих установок есть существенные сильные стороны и значительные возможности для крупномасштабного использования. Однако препятствием для их внедрения станут немалые риски, связанные с проведением новой климатической политики, направленной на резкое снижение выбросов CO₂ и вытеснение из мирового топливно-энергетического баланса органического топлива возобновляемыми источниками энергии. Негативную роль играет ослабление государственной поддержки разработки новых угольных технологий и углехимической науки.

Для адаптации ПГУ с ВЦГ к новым условиям развития энергетики требуется их дальнейшее совершенствование, включая разработку новых термодинамических циклов и технологических схем. В частности, можно отметить бескомпрессорные ПГУ, обеспечивающие эффективное улавливание CO₂ непосредственно в цикле установки [31, 32]. Работы по новым циклам и схемам обычно

не вызывают коммерческого интереса и потому нуждаются в государственной поддержке.

ВЫВОДЫ

1. Переработка угля в синтез-газ и водород в целях его последующего использования для производства электрической и тепловой энергии в обозримой перспективе не является экономически привлекательной для условий России. Стоимость производимого синтез-газа оказывается в 2–3 раза выше цены природного газа для потребителей.

2. Парогазовые установки с ВЦГ также пока не могут конкурировать с угольными электростанциями. Электроэнергия, производимая ПГУ с ВЦГ, оказывается дороже по сравнению с электроэнергией, выдаваемой паротурбинной установкой на угле, в 1.3 раза, а ПГУ на природном газе – в 2.9 раза. Основной причиной тому служат большие капитальные затраты на ПГУ с ВЦГ. Доля инвестиционной составляющей в стоимости электроэнергии, вырабатываемой ПГУ с ВЦГ превышает 66% против 38–43% для ПГУ на природном газе.

3. Производство синтез-газа на базе дешевых сибирских и дальневосточных углей для дальнейшего получения на его основе водорода и некоторых других химических продуктов может оказаться экономически привлекательным. При этом важным является сокращение потребности технологии газификации в кислороде и затрат электроэнергии на его получение.

4. Основная задача в развитии углехимических технологий заключается в снижении удельных капитальных и эксплуатационных затрат. Это требует продолжения работ по совершенствованию технологии газификации и сопутствующих технологий. При этом особое внимание следует обратить на разработку новых технологий получения кислорода.

5. Для крупнейшей угольной державы, которой является Россия, целесообразно усиление государственной поддержки разработки новых угольных технологий и углехимической науки. Не исключено, что в перспективе появится спрос на новые угольные технологии, и отечественная наука должна быть готовой их предложить, а промышленность – реализовать.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **World Energy Outlook**. 2019. International Energy Agency, Vienna.
2. **Филиппов С.П., Кейко А.В.** Газификация угля: на перепутье. Технологические факторы / Теплоэнергетика. 2021. № 3. С. 45–58. <https://doi.org/10.1134/S0040363621030048>

3. **Оценка** технико-экономического потенциала глубокой переработки каменного угля УОР “Караканский-Западный” / Фрайбергская горная академия, Институт технологий энергопроизводства и химической технологии, Фрайберг, Германия, 2017. (Available online: <http://www.karakan-invest.ru/investor/perspective/Otchet-FGA.pdf>; accessed on 21.03.2020.)
4. **Характеристики** угля разреза Караканский-Западный. <http://www.karakan-invest.ru/buyer/features/> (Дата обращения 30.03.2020.)
5. **Уникальный** уголь Каракана // Недра и ТЭК Сибири. 2017. Февраль. С. 10–12.
6. **Fusselman S.** Compact gasification development and test status // Proc. of Gasification Technologies Council Annual Conf. San Francisco, California, USA, 9–18 Oct. 2011.
7. **Duckett A.** GTI will demo R-GAS gasification in China // The Chemical Engineer. 27 June 2017. www.thechemicalengineer.com/news/gti-will-demo-r-gas-gasification-in-china-1/ (Accessed on 20.02.2020.)
8. **The future** of hydrogen. Seizing today’s opportunities. International Energy Agency, June 2019.
9. **El-Shafie M., Kambara S., Hayakawa Y.** Hydrogen production technologies overview // J. Power Energy Eng. 2019. V. 7. № 1. P. 107–154. <https://doi.org/10.4236/jpee.2019.71007>
10. **Kayfeci M., Kecebas A., Bayat M.** Hydrogen production // Solar Hydrogen Production: Processes, Systems, and Technologies / Ed. by Calise F., D’Accadia M.D., Santarelli M., Lanzini A., Ferrero D. Elsevier, 2019. P. 45–83.
11. **Hydrogen: A renewable energy perspective** / International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019.
12. **Попель О.С., Тарасенко А.Б., Филиппов С.П.** Энергоустановки на основе топливных элементов: современное состояние и перспективы // Теплоэнергетика. 2018. № 12. С. 5–23. <https://doi.org/10.1134/S004036361812007X>
13. **Филиппов С.П.** Новая технологическая революция и требования к энергетике // Форсайт. 2018. Т. 12. № 4. С. 20–33. <https://doi.org/10.17323/2500-2597.2018.4.20.33>
14. **Hydrogen Economy Outlook: Key messages.** Bloomberg NEF, 30 March 2020. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf> (Accessed on 14.07.2020.)
15. **Energy technology perspectives.** International Energy Agency, 2020.
16. **Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective.** Hydrogen Council, 20 Jan. 2020. https://hydrogen-council.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf (Accessed on 15.08.2020.)
17. **Life cycle costing analysis: Tools and applications for determining hydrogen production cost for fuel cell vehicle technology** / M. Khzouz, E.I. Gkanas, J. Shao, F. Sher, D. Beherskyi, A. El-Kharouf, M. Al Qubeissi // Energies. 2020. V. 15. Is. 13 P. 3783. <https://doi.org/10.3390/en13153783>
18. **Eichman J., Townsend A., Melaina M.** Economic assessment of hydrogen technologies participating in California electricity markets: Technical Report

- NREL/TP-5400-65856. National Renewable Energy Laboratory. Febr. 2016.
19. **Modelling** of coal-biomass blends gasification and power plant revamp alternatives in Egypt natural gas sector / D.A. Ali, M.A. Gadalla, O.Y. Abdelaziz, F.H. Ashour // Chem. Eng. Trans. 2016. V. 52. P. 49–54. <https://doi.org/10.3303/CET1652009>
 20. **Engineering**-economic evaluations of advanced fossil fuel power plants. Rep. of EPRI. No. 3002016284, 2019.
 21. **Cost** and performance baseline for fossil energy plants. V. 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity. Rep. of NETL. No DOE/NETL-2015/1727, 2015.
 22. **Aranda G., Van der Drift A., Smit R.** The economy of large scale biomass to substitute natural gas (bioSNG) plants. Rep of ECN. No ECN-E-14-008, 2014.
 23. **Capital** cost study. Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies. Rep. of Sargent & Lundy to US EIA. Rev. 1, 2020.
 24. **Updated** capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. U.S. Energy Information Administration, 2013.
 25. **Updated** capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. U.S. Energy Information Administration, 2016.
 26. **Levelized** cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2020. Rep. of US EIA, 2020.
 27. **Performance** evaluation and carbon assessment of IGCC power plant with coal quality / H.-T. Oh, W.-S. Lee, Y.Ju, Ch.-H. Lee // Energy. 2019. V. 188. P. 116063. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116063>
 28. **Duke** hit hard by exorbitant O&M costs at Edwardsport IGCC facility // Power. 27 Sept. 2018.
 29. **McKenzie S.J.** Electric, basin electric at odds over rates, synfuels plant // Minot Daily News. 4 Febr. 2020.
 30. **Coal** on the way out of South Australia // The New Daily. 11 June 2015.
 31. **Концептуальная** схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания / А.С. Косой, Ю.А. Зейгарник, О.С. Попель, М.В. Синкевич, С.П. Филиппов, В.Я. Штеренберг // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 23–32. <https://doi.org/10.1134/S0040363618090047>
 32. **Фаворский О.Н., Батенин В.М., Филиппов С.П.** Развитие энергетики: выбор стратегических решений и их реализация // Вестник РАН. 2020. Т. 90. № 5. С. 415–424. <https://doi.org/10.31857/S0869587320050023>

Coal Gasification: At the Crossroads. Economic Outlook

S. P. Filippov^{a,*} and A. V. Keiko^a

^aEnergy Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, 117186 Russia

*e-mail: fil_sp@mail.ru

Abstract—Economic aspects of implementing coal gasification technology are considered. Many objective causes hindering the comparison of economic characteristics of the considered coal gasification technologies are outlined. The energy and economic efficiencies of producing synthesis gas (syngas) from coal are estimated. The factors having the most pronounced effect on the efficiency, such as gas generator type, specific oxygen consumption, and initial fuel, are found. According to the calculations, the cost of produced syngas is two to three times higher than the price of natural gas for consumers. Therefore, the use of syngas and hydrogen produced from it for the centralized generation of power and heat will not be economically feasible in the foreseeable future. Integrated gasification combined cycle (IGCC) units are still not competitive with conventional coal-fired power plants, basically due to high specific capital expenditures, which are responsible for more than 2/3 of the price of delivered electricity. The issues of economic competition for hydrogen production from coal using alternative production processes are discussed in detail. It is demonstrated that hydrogen produced from cheap local coals (in Russia, these are coals from large coal deposits in Siberia and the Far East) can win the competition with hydrogen from natural gas. Nevertheless, activities should be continued to improve coal gasification processes and associated technologies, first of all, oxygen production technologies, to cut down capital and operating expenditures. Further development of coal chemical technologies involves high risks associated with the new global climate policy aimed at a drastic decrease in CO₂ emissions and the replacement of fossil fuels in the global fuel and energy balance by renewable energy sources. State support for the development of new coal technologies and for coal chemistry science is necessary to retain the domestic coal industry.

Keywords: coal gasification, gas generator, integrated gasification combined-cycle unit, syngas, hydrogen, energy efficiency, syngas/hydrogen production cost