



ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-аналитический
бюллетень
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 4 / 2023

**ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ
ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ**

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40

Экология, энергетика, энергосбережение : бюллетень / под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва : ПАО «Мосэнерго», 2023. —

ISBN 978-5-383-01681-7

Вып. 4. Особенности сжигания и транспортировки водородсодержащих газов / [П.В. Росляков]. — 2023. — 42 с.

ISBN 978-5-383-01685-5

Выпуск посвящен вопросам использования водорода и водородсодержащих смесей в качестве альтернативного газообразного топлива в целях снижения выбросов парниковых газов. Рассмотрены принципиальные вопросы применения такого топлива в традиционных энергетических установках и топливных элементах для получения энергии. Показаны основные проблемы, связанные с транспортировкой и хранением водорода и водородсодержащих смесей, изложены требования по обеспечению безопасности при их использовании. Сделан вывод, что применение водорода целесообразно только в самых энергоэффективных установках, таких как парогазовые установки и водородные топливные элементы.

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1

ISBN 978-5-383-01685-5 (вып. 4)
ISBN 978-5-383-01681-7

© ПАО «Мосэнерго», 2023
© Росляков П.В., 2023

ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Возможности использования водорода в качестве безуглеродного энергоносителя	7
2. Сжигание водорода и водородсодержащих смесей	13
3. Топливные элементы	25
4. Водородное охрупчивание	31
5. Транспортировка водорода и водородсодержащих газов ..	35
6. Требования по обеспечению безопасности при использовании водорода и водородсодержащих смесей ...	39
Заключение	40
Список использованных источников	41

ОБ АВТОРЕ



РОСЛЯКОВ

Павел Васильевич

Заслуженный деятель науки РФ,
лауреат Премий Правительства РФ,
лауреат Национальной экологической
премии, заслуженный работник ЕЭС России,
почетный энергетик города Москвы,
академик Российской инженерной академии,
доктор технических наук, профессор
(Национальный исследовательский
институт «МЭИ»)



В РОССИИ СУММАРНЫЕ ВЫБРОСЫ
ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2020 г.
СОСТАВИЛИ 2051,4 млн т CO₂-экв.

Введение



В настоящее время в мире всё большее внимание уделяется борьбе с глобальным потеплением, вызванным антропогенными выбросами парниковых газов. Для борьбы с изменением климата и его негативными последствиями большинство стран мира присоединились к Парижскому соглашению, целью которого является существенное сокращение глобальных выбросов парниковых газов и ограничение повышения глобальной температуры в этом столетии: не более 2 °С к 2100 г. Следуя Парижскому соглашению, эти страны объявили климатические цели и обязательства по сокращению выбросов парниковых газов и намерены обеспечить углеродную нейтральность к 2050—2060 гг. При этом под «углеродной нейтральностью» понимается состояние с нулевыми выбросами диоксида углерода (углекислого газа, CO₂), которое достигается в процессе производственной деятельности (путем устранения выбросов или их изъятия из продуктов сгорания) или в результате компенсации выбросов CO₂ за счет углеродно-отрицательных проектов, таких как восстановление лесов и поддержка различных естественных природных процессов.

Российская Федерация подписала Парижское соглашение в 2016 г., Правительством Российской Федерации оно было принято в 2019 г. Для выполнения взятых обязательств указом Президента России Правительству Российской Федерации поручено обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов до 70 % относительно уровня 1990 г., разработать Стратегию развития страны с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и обеспечить создание условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов парниковых газов. Согласно сценарию Минэкономразвития, достижение углеродной нейтральности в России предполагается к 2060 г., что потребует структурных сдвигов в экономике.

На достижение этих целей направлены национальный проект «Экология» и федеральный проект «Чистый воздух». Данные проекты предусматривают сокращение выбросов, стимулирование промышленных и энергетических компаний к внедрению новых технологий для минимизации ущерба для окружающей среды, а также развитие и подготовку к внедрению механизма квотирования выбросов.

Парниковые газы свободно пропускают коротковолновое солнечное излучение, нагревающее Землю, но удерживают значительную часть инфракрасного длинноволнового теплового излучения от земной поверхности, не позволяя ему вернуться обратно в космическое пространство. Первым, кто описал парниковый эффект, стал французский ученый Жан-Батист Жозеф Фурье в 1824 г., он же является автором этого термина.

Парниковый эффект — это естественное явление, которое повышает температуру на нашей планете до температуры комфортного существования. Если бы парниковые газы исчезли, средняя температура на Земле составляла бы –18 °С. В течение многих веков их количество было примерно одинаковым, поскольку выделение парниковых газов уравнивается их естественным поглощением. Однако в процессе развития цивилизации объем парниковых газов в атмосфере начал увеличиваться, и это стало причиной чрезмерного нагрева Земли. В результате долгосрочного повышения средней температуры климатической системы Земли, которое длится уже более века, происходит процесс глобального потепления. Основной причиной этого явления, по мнению подавляющего большинства ученых, является человеческая деятельность, т.е. антропогенный фактор.

В результате продолжающегося увеличения содержания парниковых газов в атмосфере Земли в ближайшем будущем может стать причиной экологической

Таблица 1
Перечень основных парниковых газов в 2022 г.

Газ	Формула	Вклад воздействия на тепловой баланс, %	Содержание в атмосфере, ppmv	Потенциал глобального потепления (ПГП) за период 100 лет
Водяной пар	H ₂ O	36—72	—	от –0,001 до 0,0005
Углекислый газ	CO ₂	9—26	418—422	1
Метан	CH ₄	4—9	2,020	25—36
Озон	O ₃	3—7	—	65
Оксид азота (I)	N ₂ O	—	0,335	265—298

катастрофы. Так, по оценкам Всемирной метеорологической организации (ВМО), в 2022 г. средняя глобальная температура Земли была на 1,15 °C больше среднего показателя за период 1850—1900 гг., а 2015—2022 гг. стали самыми теплыми за весь период наблюдений.

Основными парниковыми газами Земли являются водяной пар H₂O, углекислый газ CO₂, метан CH₄, оксид азота (I) N₂O и озон O₃ (табл. 1). Потенциально в парниковый эффект могут вносить вклад и другие оксиды азота, а также антропогенные галогенированные углеводороды, однако ввиду низких концентраций в атмосфере оценка их вклада проблематична.

Водяной пар (H₂O) является основным естественным парниковым газом. Увеличение температуры Земли, вызванное другими факторами, увеличивает испарение и общую концентрацию водяного пара в атмосфере при практически постоянной относительной влажности, что повышает парниковый эффект. Одновременно повышение влажности способствует повышению облачности, а облака в атмосфере отражают прямой солнечный свет. Это приводит к антипарниковому эффекту, уменьшая общее количество поступающего солнечного излучения к поверхности Земли и дневной прогрев нижних слоев атмосферы. Ввиду этого считается, что водяной пар не является причиной изменения климата, и поэтому он не включен в список парниковых газов МГЭИК (Межправительственная группа экспертов по изменению климата).

Основной вклад в глобальное потепление вносит углекислый газ (CO₂). Углекислый газ считается важнейшим парниковым газом антропоген-

ного происхождения. Он поступает в атмосферу и естественным путем: в результате вулканических выбросов, жизнедеятельности биосферы и при круговороте углерода, — но именно человек увеличил его концентрацию в атмосфере на 47 % с момента индустриальной революции. Основными источниками поступления углекислого газа в атмосферу являются сжигание ископаемого топлива, сжигание биомассы, включая ее горение при лесных пожарах, а также некоторые промышленные процессы (например, производство цемента).

Степень влияния парниковых газов на глобальное потепление весьма различна, и ее принято оценивать так называемым потенциалом глобального потепления — ПГП (или global warming potential, GWP), этот термин был введен в 1997 г. в Киотском протоколе. Потенциал глобального потепления — это показатель относительного количества поглощенного инфракрасного теплового излучения присутствующим в атмосфере парниковым газом за конкретный период времени, отнесенный к поглощенному излучению такой же массы диоксида углерода (CO₂). Другими словами, ПГП — коэффициент, определяющий степень воздействия различных парниковых газов на глобальное потепление за определенный промежуток времени. Соответственно ПГП углекислого газа равняется 1,0 (см. табл. 1).

Для оценки выхода парниковых газов, учитывая их разный потенциал глобального потепления, используется условная единица — CO₂-эквивалент (carbon dioxide equivalent, CDE, CO₂e), которая измеряется в тоннах и обозначает, какому объему углекислого газа равен общий объем выбросов, исходя из их воздействия на климат. Чтобы рассчитать суммарный объем пар-

Рис. 1. Удельные выбросы CO₂ для КЭС с турбинами на сверхкритические параметры пара при использовании различных топлив [1]:

числа около каждого столбца представляют диапазон значений для разных видов твердых, жидких и газообразных топлив, которые используются на российских ТЭС

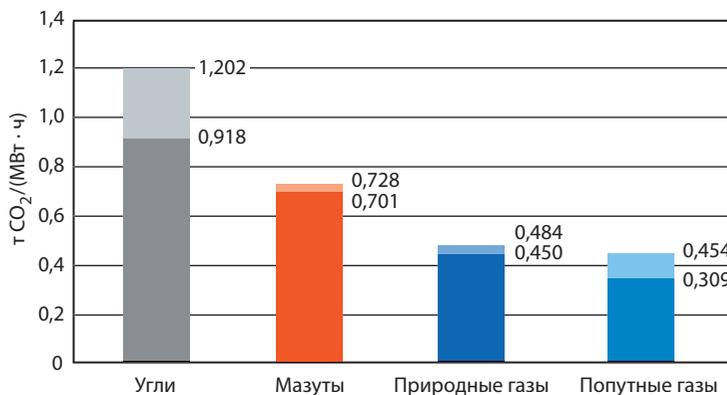
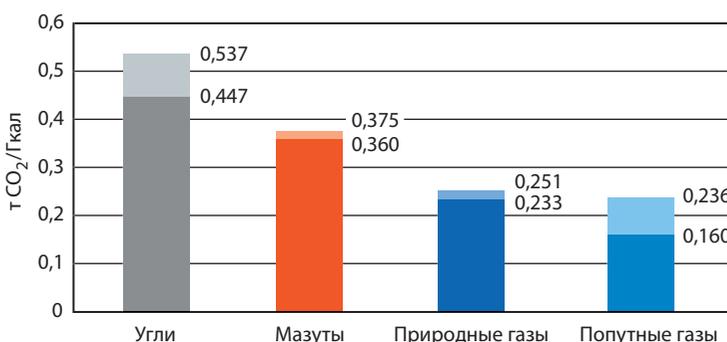


Рис. 2. Удельные выбросы CO₂ для котельной тепловой мощностью 100 Гкал/ч (116,3 МВт) при сжигании различных топлив [1]:

пояснение к числам на поле диаграммы см. на рис. 1



никовых газов в тоннах CO₂-экв., объем каждого газа в отдельности умножают на его ПГП.

Согласно данным Росстата (2022 г.), суммарные выбросы парниковых газов в атмосферу в России в 2020 г. составили 2051,4 млн т CO₂-экв. При этом основными источниками выбросов являются энергетика (вклад — 77,88 %), промышленность (11,78 %), сельское хозяйство (5,68 %) и отходы (4,66 %). Выбросы парниковых газов от сжигания ископаемых топлив в российской энергетике составили 1380,9 млн т CO₂-экв. или 86,43 % от всей отрасли. Выбросы от предприятий нефтегазового сектора — 152,8 млн т CO₂-экв. (или 9,56 %).

Примерные значения удельных выбросов углекислого газа при производстве электрической и тепловой энергии представлены на рис. 1 и 2.

Для снижения выбросов углекислого газа в атмосферу на тепловых электростанциях (ТЭС) и в котельных принципиально возможны и активно используются в настоящее время следующие традиционные подходы:

- переход с угля на сжигание природного газа;
- повышение коэффициента полезного действия при производстве электрической энергии на конденсационных электростанциях (КЭС)

в результате модернизации действующего и внедрения нового оборудования, в том числе с повышенными (супер- и ультракритическими) параметрами пара;

- внедрение когенерации тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентралях, позволяющей повысить эффективность (коэффициент) использования теплоты топлива;
- внедрение парогазовых установок на ТЭС;
- вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования (доля оборудования, введенного до 2001 г., в отечественной теплоэнергетике превышает 90 %).

Снижению выбросов парниковых газов также способствует увеличение доли электроэнергии, выработанной атомными и гидроэлектростанциями (АЭС и ГЭС) и электростанциями, использующими возобновляемые источники энергии (ВИЭ), — солнечными (СЭС) и ветровыми (ВЭС). Кроме того, в настоящее время активно исследуются и другие альтернативные способы сокращения выбросов углекислого газа в энергетике, такие как технологии улавливания углекислого газа на ТЭС, его транспортировки, полезного использования и захоронения (Carbon Capture, Utilization and Storage — CCUS), кислородное сжигание твердого топлива в циркулирующем кипящем слое.



H₂



ВОДОРОД — ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ
И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЕ ТОПЛИВО

1 Возможности использования водорода в качестве безуглеродного энергоносителя

В связи с происходящими в мировой электроэнергетике структурными изменениями ожидается ускоренное развитие ВИЭ-генерации, распределенной генерации, систем накопления энергии, энергетического использования водорода в целях быстрого замещения углеводородной генерации в энергетике.

Расчетные оценки показывают, что переход с угля на сжигание природного газа позволяет снизить выбросы углекислого газа примерно на 40—50 % [2]. Так, при полном сжигании одного килограмма метана (CH_4) — основного компонента природного газа — в атмосферу выбрасывается 2,75 кг углекислого газа и выделяется 50 МДж теплоты (т.е. 50 МДж/кг), а при сжигании одного килограмма углерода (основного компонента угля и кокса) — соответственно 3,67 кг CO_2 и около 34 МДж теплоты. Принимая во внимание, что низшая теплота сгорания углерода (в расчете на 1 кг массы) примерно в 1,47 раза меньше, чем у метана, выбросы углекислого газа в атмосферу при сжигании углерода для получения эквивалентного количества тепла составят более 5,4 кг.

Расчетные выбросы парниковых газов ТЭС и котельных, в котлах которых сжигают энергетические угли с меньшей, чем у природного газа, теплотой сгорания, приведены в табл. 2. Очевидно, что перевод котлов ТЭС и котельных на сжигание природного газа приводит к существенному снижению выбросов углекислого газа в атмосферу. Выполненные в НИУ «МЭИ» оценки показали, что с учетом доли угля в топливном балансе российских ТЭС (21,4 %) перевод всех угольных котлов российских ТЭС на природный газ позволит снизить выбросы CO_2 оценочно на 18—22 %, или примерно на 300—370 млн т/год. Принимая во внимание долю теплоэнергетики в загрязнении углекислым газом, можно предполагать, что это приведет к снижению выбросов CO_2 на 13—16 % в целом по стране. В то же время, по оценкам Минэнерго России, запасов энергетического угля в стране хватит на 350 лет. Поэтому, согласно прогнозам, уголь как минимум до 2040 г. останется одним из базовых элементов энергетического баланса.

Начиная с 2013 г. в мире идет планомерное снижение углеродоемкости электроэнергии — удельного показателя выбросов CO_2 на единицу произведенной электроэнергии [т CO_2 -экв/(МВт·ч)]. По данным Международного энергетического агентства (МЭА) генерация в мире с 2010 по 2021 г. выросла на 32,1 % (до 28,483 трлн кВт·ч), одновременно выбросы CO_2 возросли всего на 10,26 % (с 29 901 до 32 969 млн т) [3].



Таблица 2
Характеристики энергетических топлив

Топливо	Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Выход основных продуктов сгорания топлива при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива			
		кг/(кг топлива)		кг/(кг у.т.)*	
		CO ₂	H ₂ O	CO ₂	H ₂ O
Метан	50	2,75	2,25	1,61	1,32
Природный газ	41—49	2,67—2,69	1,38—2,37	1,61—1,77	1,31—1,42
Мазут	39,00—41,68	3,142—3,226	0,997—1,030	2,279—2,369	0,730—0,752
Углерод (чистый)	34	3,67	0	3,17	0
Антрацит	22,40—25,24	2,22—2,47	0,23—0,33	2,88—3,06	0,30—0,44
Каменные угли	15,86—26,71	1,51—2,49	0,42—0,55	2,73—2,80	0,51—0,89
Бурые угли	9,29—17,25	0,98—1,75	0,60—1,08	2,97—3,10	1,03—3,40

* В пересчете на 1 кг условного топлива с низшей теплотой сгорания 7000 ккал/кг = 29,33 МДж/кг.

При этом на долю мировой электроэнергетики приходится около 42 % глобальных выбросов CO₂ [4].

Примером развития технологий, способствующих снижению углеродоемкости, стало расширение использования парогазовых энергоблоков. Коэффициент полезного действия современных парогазовых установок уже превышает 60 %. Их основу составляют современные газовые турбины большой мощности с КПД 39—42 % и температурой газов перед турбиной до 1600 °С и выше. По данным МЭА, средний КПД тепловых электрических станций в мире постоянно растет и уже сейчас приближается к 38 %. В результате интенсивность выбросов парниковых газов, например, в европейской теплоэнергетической отрасли (количество выбросов парниковых газов на единицу электроэнергии) снизилась с 253 г CO₂-экв/(кВт·ч) в 2019 г. до 241 г CO₂-экв/(кВт·ч) в 2021 г. При этом, однако, сохраняется огромный разрыв между наиболее чистыми и наиболее грязными источниками электроэнергии в ЕС. Так, например, диапазон КПД производства электрической энергии на паротурбинных энергоблоках ТЭС Германии составляет 36—43 %. В России максимальный электрический КПД на газовых паротурбинных блоках КЭС не превышает 42 %, а средний КПД составляет около 38 %. Поэтому в одном

из своих сценариев, учитывающем существующие климатические политики, МЭА предполагает, что глобальные выбросы CO₂ в результате увеличения производства энергии сначала достигнут максимума в 37 млрд т в год в 2025 г. и затем в результате принятых комплексных мер постепенно снизятся до 32 млрд т к 2050 г.

В России углеродоемкость электроэнергии, благодаря достаточно большой доле АЭС и ГЭС, в целом снизилась до 358 г CO₂/(кВт·ч) и является относительно низкой на фоне общемирового уровня, в то же время она на 20 % выше, чем в странах Евросоюза [4]. Это объясняется переводом части котлов на сжигание природного газа, а также расширением использования новых газотурбинных и парогазовых энергетических установок на российских ТЭС, доля которых в настоящее время в общем объеме установленных мощностей ТЭС составляет более 22 %. Увеличение объемов использования природного газа на ТЭС позволило не только снизить затраты на производство электроэнергии, но и сократить выбросы CO₂, а также других подлежащих учету и контролю маркерных загрязняющих веществ — диоксида серы SO₂ и оксидов азота NO_x.

В конце XX — начале XXI в. потребление ископаемых топлив существенно увеличилось

не только в развивающихся, но и в промышленно развитых странах. Это привело к интенсивному исчерпанию топливных ресурсов, мировых запасов которых по различным оценкам хватит от десятков (газ, нефть) до сотен (уголь) лет. Кроме того, использование традиционных ископаемых топлив серьезно усугубляет и без того острые проблемы загрязнения окружающей среды и глобального потепления.

В этой связи в последнее время во всем мире все больше внимания уделяется ускоренному поиску альтернативных нетрадиционных источников энергии. В частности, большие перспективы видят в развитии водородной энергетики. Идея применения водорода в энергетике не нова. Еще в 80-е годы XX в. были разработаны двигатели на водородном топливе. Сегодня в США, странах ЕЭС, Японии, Китае приняты и реализуются национальные и международные программы по разработке оборудования для водородной энергетики, в том числе для производства водорода за счет использования энергии возобновляемых источников (ВИЭ). В ряде европейских столицах уже используются автобусы, работающие на водороде.

Водород — это высокоэффективное и экологически чистое топливо. В наши дни крупномасштабное использование водорода освоено в промышленных химических процессах и ракетной технике. Его производство в мире превысило 110 млн т и быстро растет. Так, по данным Минэнерго России, ожидается взрывной рост спроса на водород в мире после 2030 г. И если сейчас водород практически не фигурирует в мировом энергобалансе, то к 2050 г. его доля может составить от 7 до 16 %. В целом к 2050 г. ориентировочный объем рынков водорода может достичь 400—500 млн т.

Этот энергоноситель может служить источником энергии для производства электричества и тепла, бытового энергоснабжения, аккумулирования энергии, для транспорта, в том числе для заправки автомашин. Будучи произведенным из воды с помощью возобновляемых или ядерных ресурсов и технологий, водород становится возобновляемым топливом, способствующим устойчивому развитию мирового сообщества.

Безусловно, внедрение водородных технологий — дорогостоящий процесс, однако предпо-

лагается, что развитие технологий производства водорода позволит со временем уменьшить его стоимость. В настоящее время водород дороже природного газа, но сопоставим по стоимости с авиационным керосином. Стоимость 1 кг водорода в разных странах в зависимости от технологии его производства составляет от 6 до 14 долл. США. Например, на общественных заправочных станциях сети H2 в Германии цена за 1 кг водорода составляет 9,50 евро, или около 10,5 долл. США. Ожидается, что в дальнейшем по мере роста объемов производства водорода его стоимость будет снижаться.

По прогнозам, через два года мировой водородный рынок может достичь объема в \$26 млрд (при сегодняшних ценах на водород), после чего в течение 15 лет стоимость водородного топлива постепенно может сократиться с \$4 тыс. до \$2 тыс. за тонну. Основными предпосылками для развития водородной энергетики, по словам экспертов, станут декарбонизация и переход на безуглеродные источники.

Принято выделять цветовые градации водорода, соответствующие степени его экологичности и способу получения (рис. 3). В настоящее время около 75 % объема мирового производства водорода приходится на «серый» водород. Для его получения природный газ нагревают и смешивают с паром (паровая конверсия), что является самым дешевым и одновременно наименее экологичным способом производства водорода. В данном процессе выделяется большое количество углекислого газа.

Больше 20 % водорода относится к «коричневому» или «бурому» типу. Его получают путем газификации угля. Этот метод также после себя оставляет парниковые газы.

«Голубой» водород получают из природного газа, при этом вредные отходы улавливаются для вторичного использования. Тем не менее идеально чистым этот метод назвать нельзя, поскольку диоксид углерода нужно утилизировать, а это снижает экономическую эффективность процесса.

«Розовый» или «красный» водород производят при помощи атомной энергии. Для получения «бирюзового» водорода природный газ нагревают до 900 °С в вакууме. Побочным продуктом такого

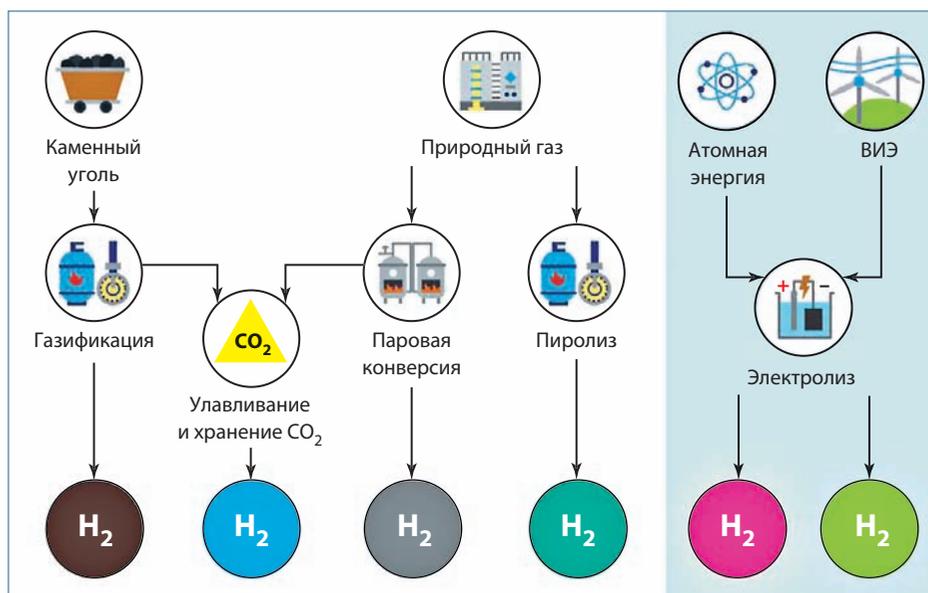


Рис. 3. Способы получения водородного топлива

Источник: <https://xn--80aaigboe2bzaiqsf7i.xn--p1ai/delprof-2023-d1>

метода производства является твердый углерод, который можно использовать в промышленности и легко утилизировать.

Но самым экологически чистым считается «зеленый» водород — он производится методом электролиза воды с использованием ВИЭ. Всё, что необходимо для этого: вода, электролизер и большое количество электроэнергии. Именно на «зеленый» водород делают ставку в альтернативной энергетике, так как он в будущем может полностью заменить ископаемое топливо.

Безусловно, «зеленая» повестка требует водорода, произведенного более чистыми способами. Например, «фиолетового» или «розового», полученного на АЭС; «бирюзового» — полученного методом пиролиза метана. Но «серый» и «бурый» остаются пока наиболее дешевыми в производстве и обеспеченными сырьем. В 2022 г. углеводородами обеспечивается 82 % производства водорода, при этом примерно в 20 % случаев водород является побочным продуктом производства.

В настоящее время за рубежом и в Российской Федерации прорабатываются вопросы использо-

вания избытка электроэнергии на АЭС, ГЭС, ВЭС и СЭС для выработки водорода. Однако использование водорода в чистом виде в энергетических установках связано с рядом серьезных проблем его коммерческого производства, безопасного хранения и транспортировки, а также сжигания. Поэтому в качестве первого шага параллельно с развитием независимой водородной инфраструктуры рассматривается также добавление водорода к природному газу в магистральных и распределительных сетях и сжигание водородсодержащих газов (ВСГ), что уменьшит выбросы в атмосферу углекислого газа.

При использовании водорода необходимо выполнять не только жесткие требования безопасности, но и надежности эксплуатации оборудования, поскольку металл при контакте с водородом теряет свою пластичность — происходит охрупчивание металла, что, в свою очередь, вызывает растрескивание труб газопроводов. Всё это требует разработки новых подходов к работе и эксплуатации оборудования и трубопроводов.

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р разработан план мероприятий «Развитие водо-

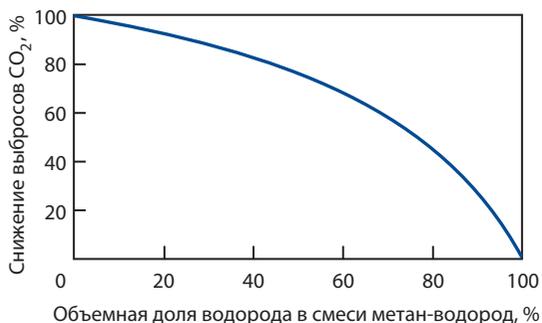
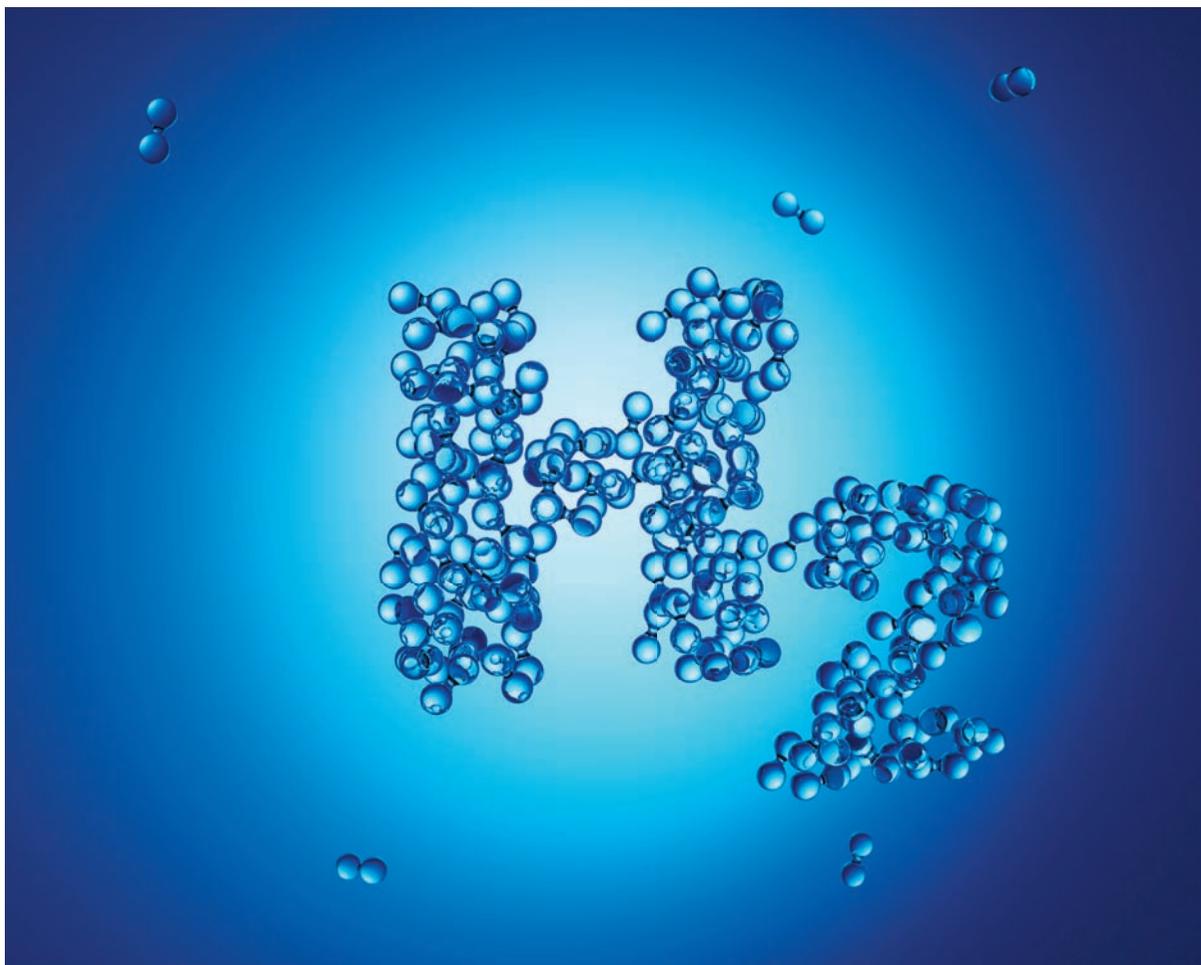


Рис. 4. Зависимость снижения выбросов CO₂ от объемной доли водорода в ВСГ (смесь «природной газ — водород») [5]

родной энергетики до 2024 года», направленный на увеличение производства и расширение сферы применения водорода в качестве экологи-

чески чистого энергоносителя, которым предусмотрено, в частности, разработка котлов и ГТУ, работающих на водороде и ВСГ. В том числе планируется разработать, изготовить и провести испытания газовых турбин на метано-водородном топливе и реализовать пилотные проекты по выработке водорода, например, на электрических станциях.

Использование ВСГ дает реальную возможность снизить эмиссию углекислого газа по сравнению со сжиганием природного газа. Расчетные оценки показывают, что если добавить 20—30 % (по объему) водорода в существующую систему транспортировки и распределения природного газа, то можно обеспечить снижение выбросов в атмосферу углекислого газа на 7—11 % [5]. При этом переход на сжигание чистого водорода позволяет обеспечить полную углеродную нейтральность продуктов сгорания (рис. 4).





ВОДОРОД МОЖЕТ СЛУЖИТЬ
ИСТОЧНИКОМ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ТЕПЛА, БЫТОВОГО
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСПОРТА

2 Сжигание водорода и водородсодержащих смесей



Общие вопросы. С практической точки зрения использование водорода как эффективного и экологически чистого энергоносителя связано с его применением в топливных элементах и сжиганием в энергетических установках, а также с безопасностью соответствующих технологических процессов и устройств. Удельная теплота сгорания водорода составляет примерно 140 МДж/кг (верхняя) или 120 МДж/кг (нижняя), что в несколько раз превышает удельную теплоту сгорания углеводородных топлив (для метана — соответственно около 56 и 50 МДж/кг).

Важным техническим вопросом использования ВСГ является определение допустимой доли водорода в общем расходе топлива в действующих энергетических установках на природном газе, таких как газотурбинные установки (ГТУ), газопоршневые установки (ГПУ), водогрейные и паровые котлы. Допустимая доля водорода в водородсодержащих газах будет зависеть от конструкции горелочного устройства и возможности поддержания теплового баланса топливосжигающего устройства в рабочем диапазоне нагрузок.

Газообразный водород обладает высокой реакционной способностью и поэтому имеет очень высокую скорость ламинарного горения. При добавлении к топливам с более медленным горением водород расширяет пределы воспламеняемости и увеличивает скорость распространения пламени. Это может привести к более эффективному сгоранию и снижению выбросов загрязняющих веществ, в том числе CO_2 , в атмосферный воздух [5].

Способность горючих газов к устойчивому воспламенению и горению определяется концентрационными пределами воспламенения и скоростью нормального распространения пламени. Верхний и нижний концентрационные пределы распространения пламени характеризуют максимальное и минимальное содержание горючего в смеси «горючее—окислитель», при котором возможно распространение пламени в смеси от источника зажигания. Нижний предел воспламенения ограничивает распространения пламени из-за разбавления горючей смеси избыточным воздухом («переобедненная смесь»). В свою очередь, верхний предел ограничивает распространение пламени из-за избытка горючего («переобогащенная смесь»). Чем больше разность между высшим и низшим концентрационными пределами воспламенения горючего газа, тем больше концентрационная область его устойчивого горения.

В табл. 3 приведены пределы воспламенения различных горючих газов и расчетные пределы для смеси природного газа и водорода в различных соотношениях. Концентрационная область горения водорода в воздушных смесях существенно шире, чем у природного газа. Поэтому добавка водорода в природный газ приводит к увеличению области устойчивого горения такой смеси. Характерно, что в смеси «природный газ — водород» нижний предел воспламенения независимо

Таблица 3
Пределы воспламенения горючих газов
в воздушных смесях при атмосферном
давлении и температуре 20 °С [6]

Горючий газ	Концентрационные пределы воспламенения в воздушных смесях, % газа по объему	
	нижний	верхний
Водород (H ₂)	4,1	74,2
Метан (CH ₄)	5,3	14,0
Этан (C ₂ H ₆)	3,2	12,5
Пропан (C ₃ H ₈)	2,4	9,5
Бутан (C ₄ H ₁₀)	1,9	8,4
Пентан (C ₅ H ₁₂)	1,4	7,8
Природный газ (ПГ)	4,8	14,7
90 % ПГ + 10 % H ₂	4,7	20,7
80 % ПГ + 20 % H ₂	4,6	26,6
70 % ПГ + 30 % H ₂	4,6	32,6
60 % ПГ + 40 % H ₂	4,5	38,5
50 % ПГ + 50 % H ₂	4,4	44,5
40 % ПГ + 60 % H ₂	4,4	50,4
30 % ПГ + 70 % H ₂	4,3	56,4
20 % ПГ + 80 % H ₂	4,2	62,3
10 % ПГ + 90 % H ₂	4,2	68,3

от доли водорода изменяется в диапазоне всего 4,2—4,8 % (т.е. влияние на него содержания водорода незначительно). В то же время диапазон изменения верхнего предела воспламенения смеси «природный газ—водород» составляет 14,7—68,3 % и заметно возрастает с увеличением доли водорода в смеси.

Другой важной характеристикой процесса горения газообразных топлив является нормальная скорость распространения пламени (U_H , м/с) — скорость распространения фронта пламени относительно свежей смеси по нормали к его поверхности за счет молекулярной теплопроводности

и диффузии активных центров в несгоревшую смесь. Данная скорость характеризует физико-химические свойства горючей смеси и не зависит от гидродинамических условий. Для организации стационарного пламени при горении в потоке горючая смесь должна поступать к фронту пламени со скоростью, равной нормальной скорости распространения пламени.

Для газообразных горючих смесей нормальная скорость распространения пламени подчиняется закону аддитивности. Ее максимальное значение, м/с, для конкретной смеси природного газа и водорода при горении в воздухе определяется формулой [6]

$$U_H = (C_1 \cdot u_1 + C_2 \cdot u_2 + \dots + C_n \cdot u_n) / 100, \quad (1)$$

где C_i — объемная концентрация газовых компонентов в смеси газов, % (по объему); u_i — максимальная скорость распространения пламени при горении входящих в горючую смесь газов в воздухе, м/с.

В табл. 4 приведены расчетные скорости нормального распространения пламени для различных газов и газовых смесей. Видно, что с ростом доли водорода в его смеси с природным газом скорость нормального распространения пламени линейно увеличивается. Этот факт, а также отмеченное выше расширение концентрационной области устойчивого горения таких смесей однозначно указывают на возрастание реакционной способности смесей природного газ с водородом. Последнее играет не только положительную роль, но и несколько осложняет практическую реализацию сжигания таких смесей в реальных горелочных устройствах и энергетических установках.

Так, ввиду повышенных для ВСГ скоростей распространения пламени, необходимо поддерживать соответствующие скорости подачи топливовоздушной смеси для предотвращения «проскока пламени» в горелочное устройство. Это, в свою очередь, обеспечивается повышенными давлениями ВСГ перед горелкой и приводит к росту ее сопротивления. Поэтому в горелочных устройствах, адаптированных для сжигания ВСГ и водорода, должна быть предусмотрена защита от распространения пламени вверх по потоку. В частности, конструктивно это может быть выполнено по аналогии с горелками предварительного смешения

Таблица 4

Расчетные скорости распространения пламени в стехиометрических газоздушных смесях (при температуре 20 °С и давлении 101,3 кПа)

Газ	Содержание в смеси, % (по объему)		Нормальная скорость распространения пламени, м/с
	газа	водорода	
Водород H ₂	—	100	1,6
Метан CH ₄	100	0	0,28
Природный газ (ПГ)	100	0	0,282
Смесь ПГ и H ₂	90	10	0,412
	70	30	0,676
	50	50	0,94
	30	70	1,204
	10	90	1,468

в малоэмиссионных камерах сгорания ГТУ. Прходные сечения в таких горелках подобраны так, что скорость подачи смеси в зоне предварительного смешения превышает скорость распространения пламени, таким образом исключается его проскок к топливным коллекторам. После выхода из зоны предварительного смешения, в результате расширения сечения пламенной трубы скорость смеси снижается, что обеспечивает ее устойчивое воспламенение [7]. Кроме того, при увеличении температуры и давления концентрационные пределы взрываемости водородсодержащих газовых смесей расширяются. Поэтому необходимо принятие мер предосторожности, исключающих возможность самовоспламенения таких ВСГ ввиду их повышенной пожаро- и взрывоопасности, включая вопросы размещения технологического оборудования и транспортировки водорода.

Сжигание водорода в топках котлов. Очевидно, что переход на сжигание ВСГ и тем более чистого водорода в топках существующих котлов потребует определенной их доработки и реализации ряда необходимых конструктивных и технических мероприятий. В первую очередь это касается горелочных устройств и газоподводящего оборудования. Кроме того, имеются проблемы обеспечения радиационного и конвективного теплообмена вдоль газового тракта для обеспечения требуемых параметров перегретого пара.

Для оценки взаимозаменяемости горючих газов (в данном случае природного газа и его смеси с водородом) при сжигании в бытовых и промышленных горелочных устройствах без их изменения используется низшее ($W_{o,n}$) или высшее ($W_{o,b}$) число Воббе (Wobbe Index, WI), МДж/м³, равное отношению объемной (соответственно низкой или высокой) теплоты сгорания сжигаемого газообразного топлива Q к корню квадратному из относительной плотности газообразного топлива, т.е. из отношения его плотности (ρ_r) к плотности воздуха (ρ_B) при стандартных условиях (20 °С, 101,325 кПа) [8]:

$$W_{o,n..o,b} = \frac{Q_{n..b}^p}{\sqrt{\rho_r / \rho_B}}, \quad (2)$$

где $Q_{n..b}^p$ — объемная низшая ($Q_{o,n}^p$) или высшая ($Q_{o,b}^p$) теплота сгорания топлива, МДж/м³.

Число Воббе характеризует постоянство теплового потока (тепловой мощности), получаемого при сжигании газа. Газы с одинаковыми или близкими числами Воббе (допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения не должно превышать $\pm 5\%$) при равном давлении истечения обычно могут использоваться один вместо другого без замены горелки или форсунки. Если в одной горелке сжигаются горючие

Таблица 5

Характеристики разных горючих газов при нормальных условиях (0 °С, 101,325 кПа) [5, 9]

Характеристики	Природный газ*	Метан (CH ₄)	Водород (H ₂)
Объемная низшая теплота сгорания $Q_{o,H}$, МДж/м ³	36,60	35,88	10,79
Объемная высшая теплота сгорания $Q_{o,B}$, МДж/м ³	40,73	39,82	12,75
Плотность ρ , кг/м ³	0,746	0,717	0,090
Относительная плотность (ρ_r/ρ_B)	0,58	0,555	0,07
Массовая низшая теплота сгорания $Q_{m,H}$, МДж/кг	49,062	50,040	119,890
Массовая высшая теплота сгорания $Q_{m,B}$, МДж/кг	54,6	55,7	140,0
Низшее число Воббе $W_{o,H}$, МДж/м ³	48,0	48,2	40,7

* Для природного газа приняты средние значения.

газы с разными числами Воббе, то газ с меньшим числом Воббе должен подводиться при большем давлении [8].

В табл. 5 для сравнения приведены значения плотности, низшей теплоты сгорания (Q_H^p) и низшего числа Воббе ($W_{o,H}$) для природного газа, метана и водорода. Из таблицы видно, что объемная низшая теплота сгорания водорода в 3,4 раза меньше, чем у природного газа. Однако из-за того, что плотность водорода в 8,3 раза меньше плотности природного газа, его массовая теплота сгорания в 2,4 раза выше, чем массовая теплота сгорания природного газа. Ниже представлены расчетные зависимости плотности, объемной низшей теплоты сгорания и объемного числа Воббе смеси метана с водородом от его объемной доли (рис. 5).

Поскольку значения объемного числа Воббе водорода ниже, чем у природного газа и метана (табл. 5), то увеличение его доли в смеси с природным газом или метаном до 80—85 % приведет к уменьшению ее числа Воббе. Небольшое увеличение числа Воббе имеет место только при возрастании доли водорода сверх этих значений (рис. 5, в).

Кроме того, увеличение доли водорода в смеси с природным газом при сжигании в котлах приведет к изменению светимости факела и соответственно к изменению тепловосприятия топочной камеры. В этом случае с увеличением доли водо-

рода при сохранении тепловой мощности котла объемный расход образовавшихся продуктов сгорания будет уменьшаться, что, в свою очередь, вызовет изменение тепловосприятия всех поверхностей нагрева, расположенных в газовом тракте котла, температуры газов и в конечном счете КПД. Все это потребует серьезного пересмотра конструкции традиционных газовых котлов.

На рис. 6 приведены результаты расчетов изменения объемных расходов подаваемого топлива и продуктов его сгорания, а также КПД для котла ПТВМ-100 тепловой мощностью 116 МВт в зависимости от объемной доли водорода в ВСГ.

Из приведенных зависимостей видно, что в случае сохранения тепловой мощности котла с увеличением доли водорода возрастает объемный расход ВСГ, но уменьшается объем продуктов сгорания. В результате за счет снижения потерь с уходящими газами несколько увеличивается тепловой КПД котла. Однако небольшой рост КПД при замещении природного газа водородом в традиционных энергоустановках не сможет в полной мере компенсировать увеличение себестоимости производства тепловой и электрической энергии из-за высоких затрат на производство водорода.

Как было показано выше, допустимое изменение числа Вобба в пределах $\pm 5\%$ [8] достигается при содержании водорода в смеси с природным газом не более 20 % (по объему). Для сжигания

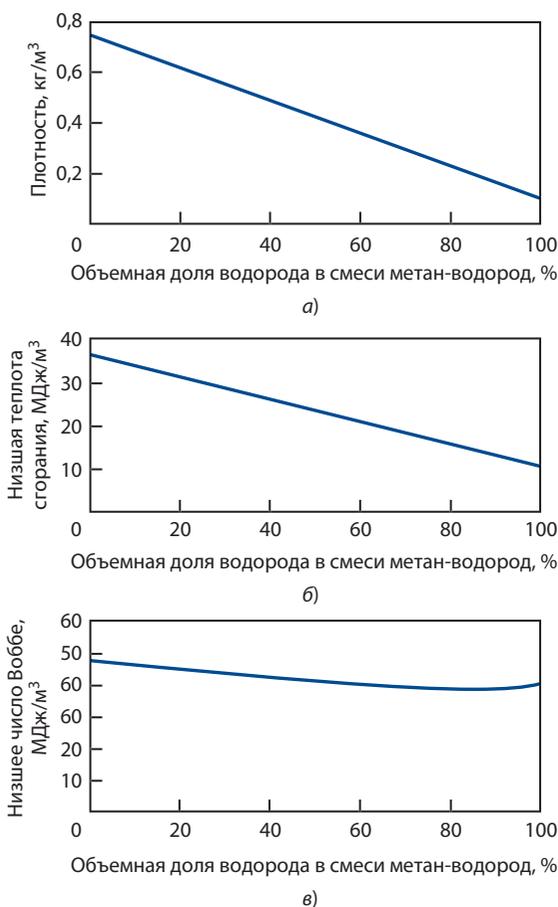


Рис. 5. Зависимости объемной плотности (а), объемной нижней теплоты сгорания (б) и объемного низшего числа Воббе (в) смеси природного газа с водородом от содержания водорода (при нормальных условиях) [5]

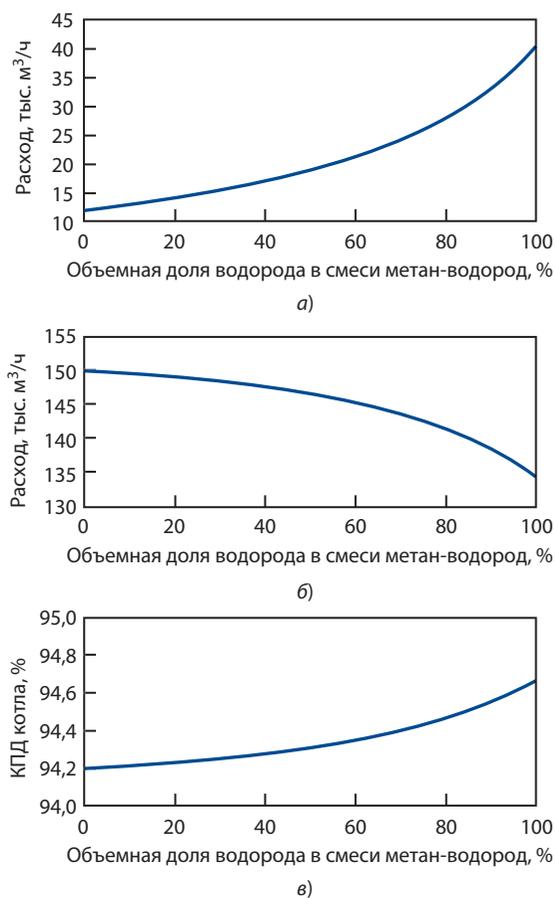


Рис. 6. Расчетные зависимости объемных расходов подаваемого ВСГ (а), продуктов сгорания (б) и КПД котла (в) от содержания водорода в ВСГ для котла ПТВМ-100 (расчеты выполнены для номинальной тепловой нагрузки котла при сжигании смеси метана с водородом с коэффициентом избытка воздуха в уходящих газах 1,15) [5]

таких ВСГ принципиально могут использоваться обычные горелочные устройства, работающие на природном газе, и их газоподводящие трубопроводы с традиционным (рабочим) избыточным давлением.

При сжигании ВСГ с более высокой объемной долей водорода ($\geq 20\%$) уже потребуются замена или модернизация горелочного устройства. Из-за того что объемная теплота сгорания водорода существенно ниже, чем у природного газа, при увеличении доли водорода в смеси с природным

газом проходные сечения подводящих газопроводов и оборудования системы подготовки топливного газа (фильтров, запорно-регулирующей арматуры и пр.) должны быть увеличены по отношению к проходному сечению газопроводов, рассчитанных на работу на природном газе. В связи с тем, что объемное число Воббе водорода ниже объемного числа Воббе природного газа на 18% (т.е. превышает допустимое отклонение $\pm 5\%$), водород должен подводиться в горелки при большем давлении, что будет негативно влиять на его взрывобезопасность.

При этом газопроводы и запорно-регулирующая арматура должны быть изготовлены из материалов, позволяющих избежать водородного охрупчивания. В свою очередь, система подготовки ВСГ должна включать устройства для предварительного смешения водорода с природным газом и иметь специальную систему мониторинга состояния оборудования и газопроводов. В принципе возможно подмешивать водород к природному газу в магистральных газопроводах и таким образом осуществлять его доставку на ТЭС.

Для обеспечения надежной эксплуатации оборудования при сжигании ВСГ необходимо перед пуском и после останова предусмотреть продувку газопроводов инертными газами, например азотом N_2 . Кроме того, горелочные устройства должны иметь систему контроля и защиту от проскока пламени, что потребует также модернизации всей системы автоматизированного управления котла.

Сжигание ВСГ в камерах сгорания ГТУ. Современные газовые турбины ориентированы на сжигание природного газа. Однако развитие водородной энергетики, получение газа из биомассы, выделение различных технологических газов ставят задачи адаптации топливной системы газовой турбины под каждый вид топлива в отдельности, а в лучшем случае — к совместному или последовательному сжиганию многокомпонентных топливных газов.

Современные газовые турбины обычно производят около $500 \text{ г CO}_2/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ в конфигурации простого цикла ГТУ и около $300 \text{ г CO}_2/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ в конфигурации комбинированного цикла ПГУ. Использование водорода в качестве топлива снижает выбросы CO_2 в процессе сгорания, поскольку водород сгорает с образованием воды.

Ключевая технология, необходимая для масштабного использования водорода в газовой электроэнергетике, — водородная турбина. По оценке компании Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS), для существующих ГТУ можно увеличить долю водорода до 20 % в его смеси с природным газом без существенных изменений в их конструкции. При непрерывной работе газовой турбины в таких условиях отклонение числа Воббе, определяемого для конкретного газа и давления при

его подаче в камеру сгорания, составляет не более 5 % [10].

Зарубежные производители ГТУ проводят интенсивные исследования по использованию в качестве топлива метано-водородных смесей с большим содержанием водорода. Так, ряд зарубежных ГТУ, например Ansaldo Energia GT36 H-класса и газовая турбина 7HA производства General Electric (GE) мощностью 384 МВт, оснащенная системой сжигания multi-tube (рис. 7), могут работать на смеси природного газа и водорода с объемной долей водорода до 50 % [11].

Компания Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) успешно испытала сверхмощную газовую турбину серии J мощностью 470 МВт в работе на топливной смеси из природного газа (70 %) и водорода (30 %). Испытания проведены на заводе в г. Такасаго (Япония) на парогазовой установке мощностью 700 МВт (КПД 63 % с температурой газов $1600 \text{ }^\circ\text{C}$ после камеры сгорания ГТУ). Для сжигания топлива использовались горелки с вихревым перемешиванием. Благодаря водороду выбросы CO_2 сократились на 10 %, а выбросы оксидов азота «остались на удовлетворительном уровне». Ведется работа по увеличению доли водорода до 100 %. Для этой ГТУ разрабатываются низкоэмиссионные камеры сгорания multi-claster, концепция которых заимствована из ракетной техники.

Компания Siemens взяла на себя обязательство постепенно увеличивать мощности своих газовых турбин при увеличении доли водорода в топливной смеси как минимум до 20 % к 2020 г. и до 100 % к 2030 г. Первая цель уже достигнута благодаря проектам с участием двух турбин SGT-600 на ТЭС компании Braskem в Бразилии. Специалисты компании Siemens Energy разработали для нее когенерационную установку, использующую в качестве топлива остаточный технологический газ с высоким содержанием водорода.

Все ГТУ большой мощности компании Siemens Energy (от SGT5-2000E до SGT5/6-9000HL) способны работать на смеси природного газа и водорода с объемной концентрацией до 30 %. Газотурбинная установка SGT-600 может работать с концентрацией водорода до 60 %, а SGT-800 — до 50 % (рис. 8). В ближайшее время планируется, что они смогут работать на водородсодержащей смеси с концентрацией водорода 75 % [12].

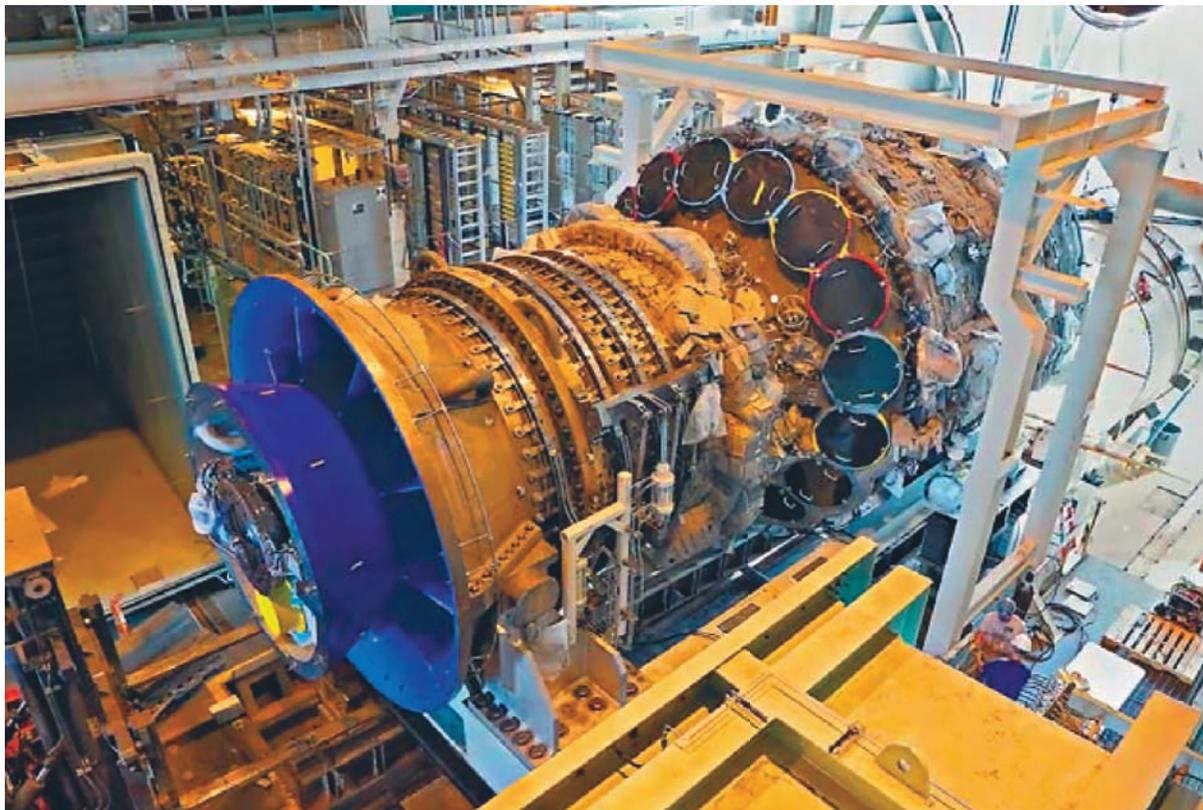


Рис. 7. Газовая турбина 7HA производства GE мощностью 384 МВт

Источник: <http://www.turbine-diesel.ru/sites/default/files/n1-2021/H.pdf>

Консорциум Nuflexpower успешно провел первые в мире эксплуатационные испытания работы промышленной газовой турбины на 100%-м возобновляемом водороде. Проект реализован на промышленной площадке целлюлозно-бумажной компании Smurfit Kappa во Франции. В консорциум входят немецкая компания Siemens Energy, французский энергетический концерн Engie, британский производитель газовых турбин Centrax, французская консалтинговая компания Arttic, Немецкий аэрокосмический центр (DLR) и четыре европейских университета.

Компания Kawasaki Heavy Industries первой в мире ввела в эксплуатацию диффузионно-пламенную камеру сгорания с газовой турбиной, работающей на 100%-м водороде. Успешный ввод в эксплуатацию состоялся в апреле 2018 г. на демонстрационном заводе в г. Кобе (Япония). Во время работы на 100%-м водородном топливе выходная электрическая мощность составила

около 1,5 МВт. Кроме того, испытываемая горелка Micro-Mix с низким уровнем эмиссии оксидов азота NO_x , работающая на водороде, прошла успешные испытания в атмосферных условиях и под давлением и доказала свою способность работать с низким содержанием NO_x без впрыска воды в широком рабочем диапазоне (рис. 9).

Несмотря на заявления производителей ГТУ об объемной доле водорода в ВСГ от 60 до 100 %, фактический опыт использования водорода в газовых турбинах с обычными камерами сгорания с предварительным смешением в течение более длительных периодов времени (порядка 18 000 эквивалентных часов работы) до сих пор ограничивался более низкими долями водорода (до 12 %) [12].

Из-за больших различий в физических свойствах водорода по сравнению с природным газом,



Рис. 8. ГТУ SGT-800 компании Siemens Energy

Источник: <http://www.turbine-diesel.ru/sites/default/files/n1-2021/H.pdf>

сжигание ВСГ является сложной задачей, особенно для малоэмиссионного сжигания с низким уровнем выбросов NO_x . При переходе на водородосодержащий газ в ГТУ необходимо учитывать, что эмиссия оксидов азота возрастает с увеличением доли водорода. Так, исследования, проведенные компанией Siemens на камерах сгорания ГТУ SGT-700/800, показали, что при концентрации 30 % водорода в смеси с природным газом выбросы NO_x незначительно выше, чем при сжигании природного газа, а при переходе на 100%-й водород концентрация NO_x в выхлопных газах ГТУ возрастает на 30 % [13].

Результаты разных исследований и опыт пробных эксплуатаций дают основание полагать, что разрабатываемые в настоящее время технологии перспективных ГТУ смогут использовать ВСГ с высокой долей водорода и даже 100%-й водород. В сочетании с использованием возобновляемых источников энергии для его производства водород представляет собой возможное альтернативное топливо для газовых турбин в рамках будущего производства электроэнергии с низким уровнем выбросов.

Таким образом, газовая турбина на водородном топливе в будущем должна предлагать больше эксплуатационных возможностей, таких как большее количество пусков, более низкие выбросы при частичной нагрузке, возможность горячего пуска, короткое время пуска, низкие эксплуатационные расходы и гибкость в отношении используемого топлива.

В России разработкой ГТУ на водородосодержащих газах занимается энергомашиностроительная компания АО «Силовые машины», которая в сотрудничестве с конструкторским бюро «Водород СМ» (Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева) создала первую в России горелку для ГТУ, которая может работать на 100%-м водороде. Процесс горения напоминает работу двигателя ракеты: горение основано на сжигании топливовоздушной смеси в микрофакелах. Для подачи топлива в горелку используется множество сопел малого диаметра, поэтому скорость истечения топлива получается большой. Далее топливо попадает в перфорированную пластину и смешивается с воздухом (рис. 10). Таким образом дости-

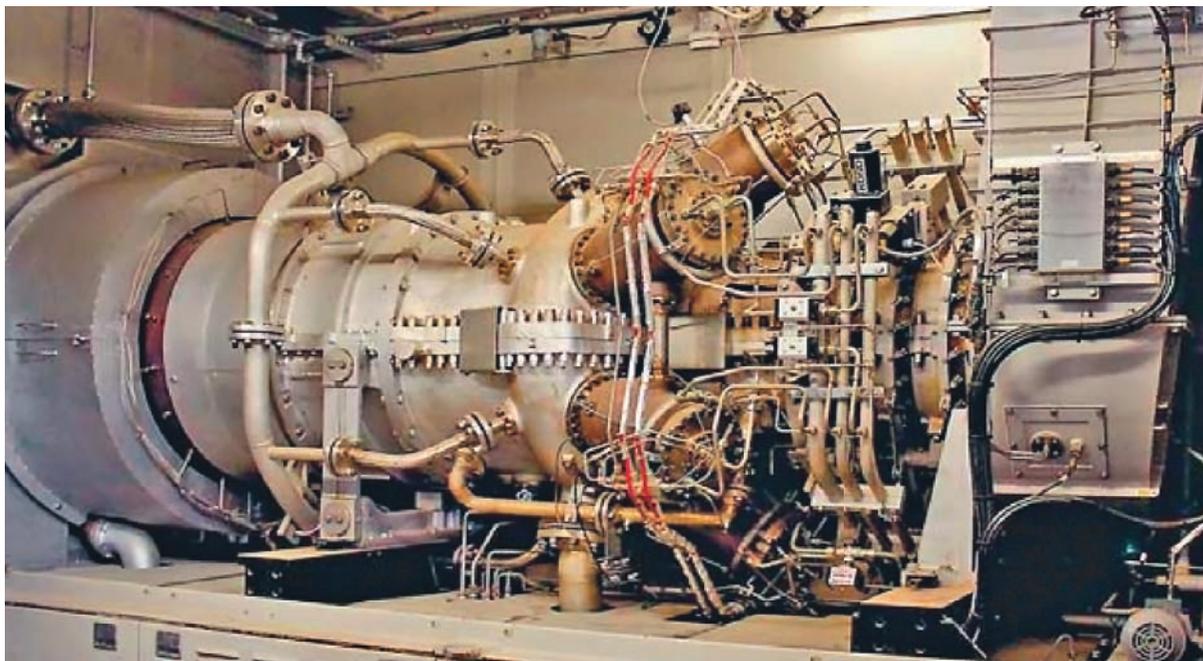


Рис. 9. Газовая турбина M1A-17 Kawasaki Heavy Industries

Источник: <http://www.turbine-diesel.ru/sites/default/files/n1-2021/H.pdf>

гается равномерное горение, что соответствует требованиям к современным ГТУ.

В настоящее время в АО «Силовые машины» проводят эксперименты с разными составами метано-водородного топлива (МВТ). Главной задачей является запуск первой в стране газотурбинной установки мощностью 65 МВт, работающей на МВТ. Это позволит увеличить мощность турбины и снизить количество вредных выбросов в атмосферу. Срок реализации проекта — 2024 г.

Несмотря на то что все производители газовых турбин предприняли значительные усилия, чтобы более четко определить, какое содержание водорода в топливе может быть допустимо для существующих газовых турбин, какие вредные последствия могут наступить (например, более высокие выбросы NO_x , сокращение срока службы компонентов тракта горячего газа) и какие — немедленные и долгосрочные — меры могут быть предприняты для решения проблем, очевидно, что предстоит еще большая работа по подготовке газовых турбин для работы с ВСГ с высоким содержанием водорода.

Переход на ВСГ (а в дальнейшей перспективе — на чистый водород) в целом приводит к снижению выбросов загрязняющих веществ. Так, выбросы оксида серы и углекислого газа при сжигании чистого водорода сводятся практически к нулю, а полученные в результате сжигания водяные пары можно использовать либо в теплообменном аппарате, либо для теплофикации.

При этом, несмотря на улучшение экологических показателей, переход на водород имеет определенные недостатки. Обладая меньшей объемной теплотой сгорания, он приводит к большему объемному расходу топлива. В результате можно наблюдать снижение эффективного КПД газотурбинной установки. Также из-за повышения выработки воды при сжигании водорода имеется возможность снижения эрозионной стойкости лопаток. Тем не менее переход на водородное топливо является не только экологически обоснованным, но и экономически перспективным направлением в аспекте международной торговли энергоресурсами, но требует существенной доработки конструкции ГТУ.

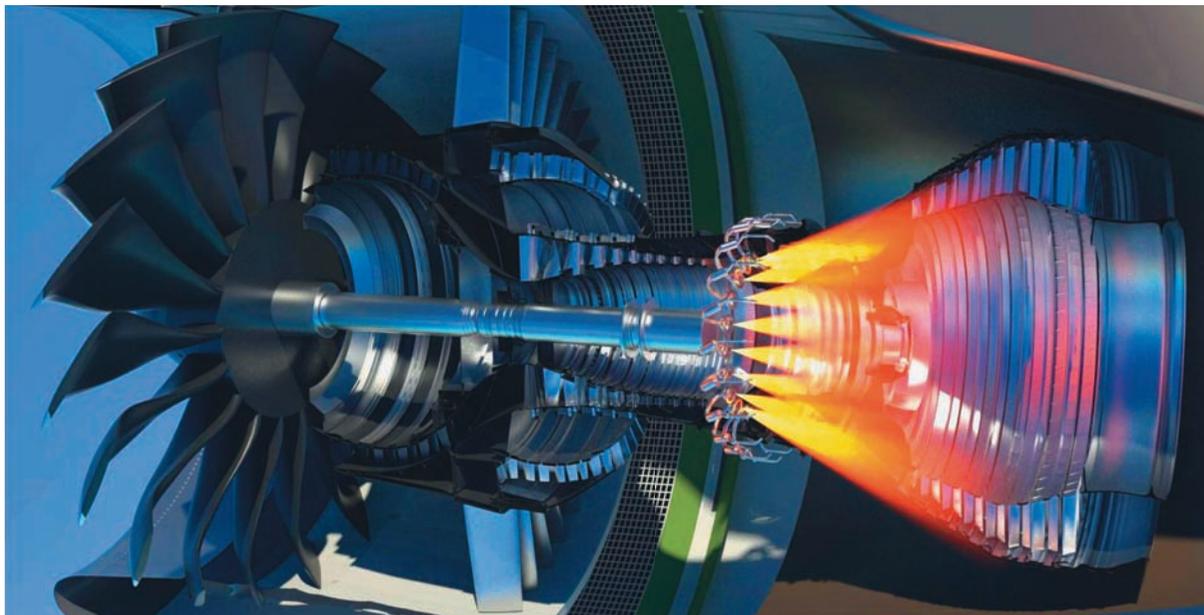


Рис. 10. Схема сжигания топливовоздушной смеси в микрофакелах

Источник: https://dzen.ru/a/Y_YgC9XZC0Tnz4_0

Высокотемпературные паровые турбины с водородсодержащим топливом. Данный вариант использования водорода предполагает возможность создания высокоэффективной электрогенерирующей установки с высокотемпературной паровой турбиной, использующей комбинированное органическое и водородное топливо с высокими начальными параметрами ($p_0 \leq 30,0$ МПа, $t_0 \leq 1700$ °С).

Принципиальная тепловая схема электростанции (рис. 11) с комбинированным топливом и паровой турбиной включает в себя паровой котел, конденсационную турбину с электрогенератором, конденсатор и другое традиционное вспомогательное оборудование. Дополнительно в схему включены системы непрерывного производства H_2 из CH_4 методом паровой конверсии и O_2 из воздуха, а также камера сгорания H_2 и O_2 в среде водяного пара.

Использование камеры сгорания H_2/O_2 позволяет существенно повысить температуру пара на входе в турбину: с 560—600 до 1500—1700 °С, что невозможно при сжигании органического топлива в традиционных паровых котлах из-за недостаточной термостойкости труб. Важным обстоя-

тельством является то, что в результате сгорания водорода в кислороде образуется водяной пар (H_2O). Это позволяет организовать подмешивание продуктов сгорания к основному потоку, т.е. использовать внутреннее сгорание, исключая потери тепла с отработанными газами. При этом сохраняются все преимущества конденсационного цикла.

В этом случае существенно, по сравнению с циклом Ренкина, изменяется термодинамический цикл, представленный в T, S -координатах (рис. 12), протекающий с переменной массой рабочего тела. В частности, нагрев рабочего тела осуществляется одновременно с увеличением его расхода за счет дополнительного пара, образующегося при сгорании H_2 в O_2 . На выходе из турбины при высоких начальных и промежуточных температурах существует пар, перегретый по отношению к температуре насыщения. В целях повышения КПД цикла целесообразно теплоту перегрева пара использовать для подогрева питательной воды. Следует отметить, что пунктирная линия 4—5 является проекцией неравновесных процессов получения водяного пара переменной массы при сгорании H_2 и O_2 в среде водяного пара.

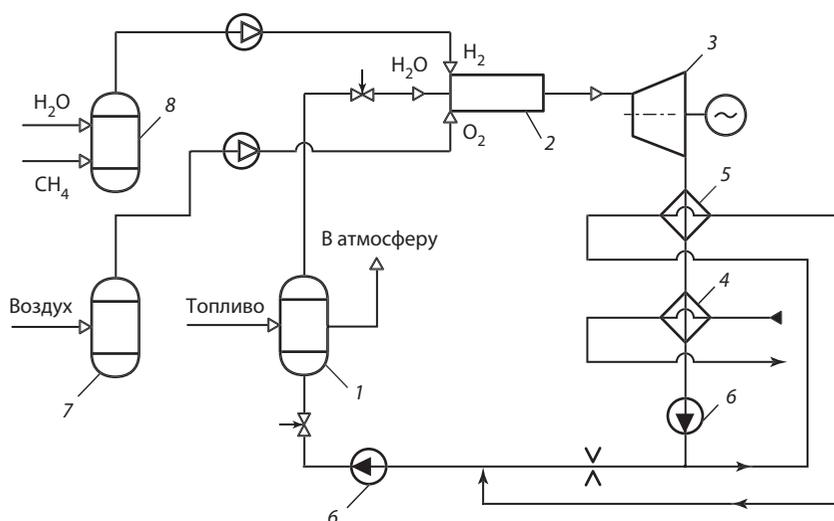


Рис. 11. Принципиальная схема энергоустановки с высокотемпературной паровой турбиной: 1 — котел; 2 — водородный пароперегреватель; 3 — высокотемпературная паровая турбина; 4 — конденсатор; 5 — охладитель пара; 6 — конденсатно-питательные насосы; 7 — система получения кислорода; 8 — система получения водорода
 Источник: <http://rnhtc.ru/year/2006/lib/1-266.pdf>

Проведенные Институтом теплофизики СО РАН и ЗАО НПВП «Турбокон» расчетные исследования показали, что при сжигании водородного топлива перегрев рабочего пара до 1500—1700 °С при давлении до 24,0 МПа позволит повысить коэффициент полезного действия цикла с паровыми конденсационными турбинами мощностью более 6 МВт до 50—53 %, а парогазового цикла — до 60—65 % в пересчете на органическое топливо. Кроме того, по массогабаритным и ресурсным характеристикам, надежности действия и эффективности использования водорода высокотемпературные паровые турбины превосходят все имеющиеся образцы энерготехники, в том числе топливные элементы. Предложенный энергокомплекс имеет габариты паровой турбины меньше, а электрический КПД выше по сравнению с газовой турбиной.

Предварительные опытные исследования подтвердили устойчивое горение H₂ и O₂ в среде водяного пара. Существующие промышленные установки для производства H₂ и O₂ позволяют построить электростанции с высокотемпературными паровыми турбинами единичной мощностью 150 МВт. Это позволит создать компактные, экологически чистые и высокоэффективные энер-

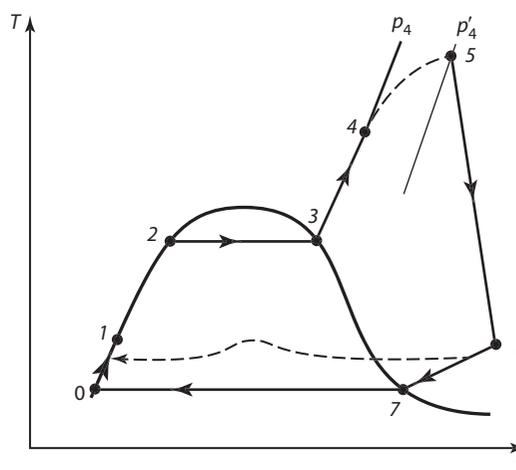


Рис. 12. Термодинамический цикл с высокотемпературной паровой турбиной и использованием комбинированного, в том числе водородного, топлива
 Источник: <http://rnhtc.ru/year/2006/lib/1-266.pdf>

гоустановки для энергообеспечения предприятий ТЭК, химической, нефтехимической, углехимической и других отраслей.



В ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ РЕАЛИЗУЕТСЯ ПРЯМОЙ ПРОЦЕСС ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ВОДОРОДА В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ И ТЕПЛО

3 Топливные элементы



Топливный элемент, или электрохимический генератор, — устройство, преобразующее химическую энергию топлива (природного газа, водорода, водородсодержащих смесей) и окислителя (воздуха) в электрическую энергию в результате электрохимической реакции. Топливо и окислитель обычно хранятся вне топливного элемента и подводятся к элементу по мере их расходования.

Все топливные элементы подразделяются на две основные категории — высокотемпературные и низкотемпературные. В последних рабочая температура обычно не превышает 200 °С, в качестве топлива используют чистый водород. Высокотемпературные топливные элементы, в которых рабочая температура достигает 850 °С, не нуждаются в чистом водороде, поскольку они преобразуют газообразное топливо (природный газ, синтез-газ — водородсодержащие смеси, получаемые из природного газа) при повышенных температурах, что исключает необходимость создания водородной инфраструктуры.

Поэтому прямое преобразование химической энергии водорода в электрическую энергию и теплоту без его сжигания, реализуемое в топливных элементах, является альтернативным путем использования энергии водорода.

Топливный элемент представляет собой два электрода (анод и катод) с нанесенным на них катализатором (обычно платина), разделенных мембраной (рис. 13). Атомы водорода, подаваемого под давлением на анод, на катализаторе диссоциируют на электроны и протоны (положительно заряженные ионы водорода). Электроны поступают во внешнюю цепь, благодаря чему создается постоянный электрический ток. Оставшиеся протоны, в отличие от электрически нейтральных атомов, могут преодолевать мембрану и, как следствие, постепенно перетекают в сторону катода. Туда же одновременно поступают молекулы кислорода из наружного воздуха. На катализаторе катода атомы кислорода соединяются с электронами (которые подводятся по проводу внешней электрической цепи) и прошедшими через электролит протонами, в результате чего образуется вода и выделяется тепло — единственные побочные продукты работы водородного элемента (рис. 13, 14).

Системы на водородных топливных элементах не имеют движущихся частей, поэтому потери энергии на собственные нужды при ее преобразовании минимальны. И хотя цены на водородные топливные элементы пока довольно высоки, надежность и простота эксплуатации такого оборудования компенсируют этот недостаток. В качестве источников электроэнергии топливные элементы на водороде весьма надежны и компактны, предъявляют низкие требования к техническому

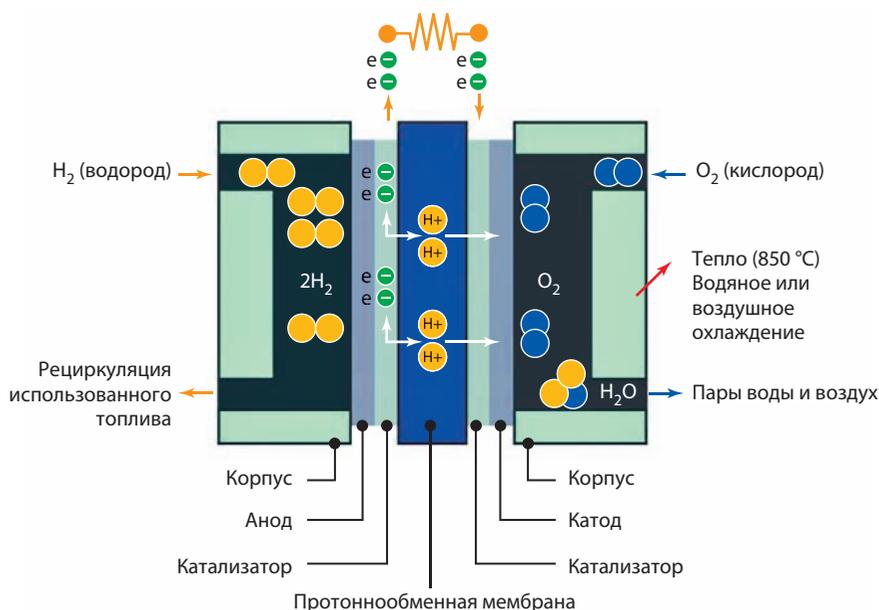


Рис. 13. Принципиальная схема водородного топливного элемента

Источник: <https://bugulma-lada.ru/terms/chto-takoe-toplivnye-elementy-spirtovye-toplivnye-elementy-pryamogo.html>

обслуживанию и имеют высокий уровень автономности системы (рис. 15). Кроме этого, дополнительными их преимуществами являются длительный срок эксплуатации, бесшумность и экологичность работы.

В настоящее время существует несколько производителей готовых комплексных систем на водородных топливных элементах, уже хорошо зарекомендовавших себя на мировом рынке. У существующих топливных элементов КПД составляет 60—80 %. В феврале 2021 г. компания «Тойота» представила модульные водородные топливные элементы для широкого применения с выходной мощностью 60 и 80 кВт [14].

Высокотемпературные топливные элементы, в частности твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ), в которых электролитом служит керамический материал, позволяют получать электроэнергию из обычного природного газа, а не из дорогого и сложного в хранении водорода и используются в качестве источника электропитания мощностью от нескольких киловатт до нескольких мегаватт. В таких элементах в качестве топлива также можно использовать синтез-газ — смесь

водорода и монооксида углерода, поскольку CO и H₂ при высоких температурах окисляются с высокой скоростью.

Главным препятствием на пути к широкому применению таких топливных элементов остается сравнительно короткий срок их службы. Однако созданная технология нанесения керамического покрытия на металлические электроды позволяет увеличить срок их работоспособности в 10 раз параллельно с увеличением их КПД.

Твердооксидные топливные элементы имеют гораздо больший теоретический КПД, чем установки, использующие традиционные технологии преобразования энергии, КПД которых ограничен КПД цикла Карно. Предельный КПД электрохимических генераторов на кислород-ионных электролитах достигает 60 %, а с применением протонных электролитов его можно повысить до 70—80 %.

К достоинствам ТОТЭ можно отнести использование бесплатиновых катализаторов, меньшую чувствительность к каталитическим ядам, электроокисление монооксида углерода, толерантность к перегрузкам и недогрузкам. В ТОТЭ

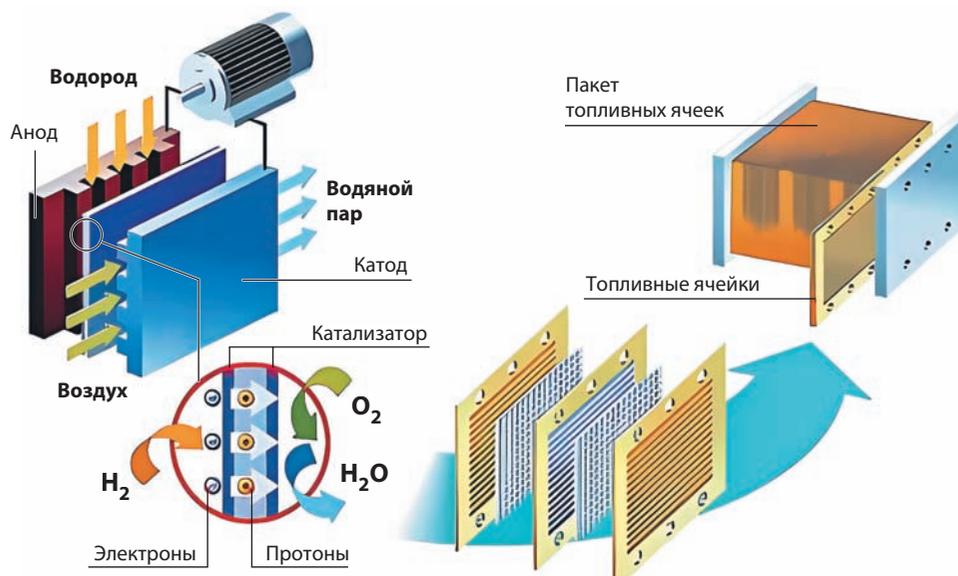


Рис. 14. Схема работы водородного топливного элемента

Источник: <https://stoppanic.ru/800/600/https/motorist.guru/wp-content/uploads/2020/01/bezopasnost-vodorodnykh-avtomobilej.jpg>

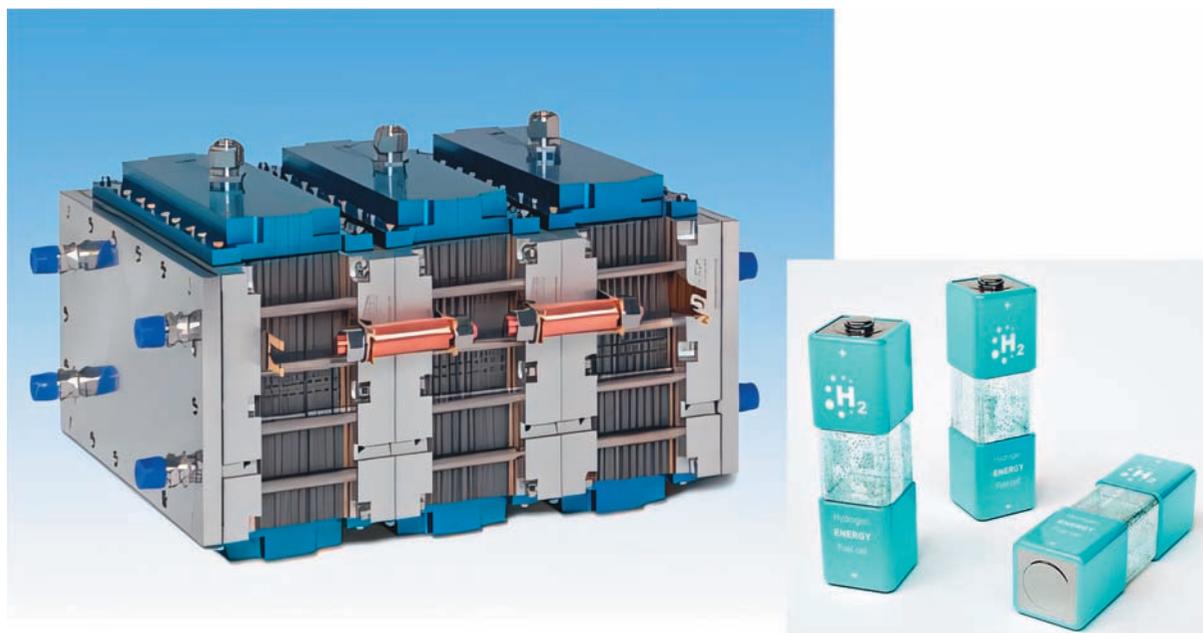


Рис. 15. Серийные топливные водородные элементы

Источники: https://www.enbausa.de/fileadmin/_processed_/1/csm_juelich_brennstoffzelle-web_c1d-d1993fc.jpg; <https://inhabitat.com/>

наряду с электроэнергией генерируется высокопотенциальная теплота, которую можно использовать в газовой турбине.

Основные недостатки топливных элементов — высокая удельная стоимость, особенно в сравнении с традиционными энергетическими установками на обычных топливах, и небольшая единичная мощность (в основном до 500 кВт). Увеличение мощности топливных элементов возможно за счет модульности конструкции, а также соединения единичных топливных элементов друг с другом и создания таким образом батарей топливных элементов. Их пока можно применять в качестве резервных источников электропитания, а также на предприятиях, потребляющих незначительное количество энергии и ориентированных на экспорт своей продукции в страны Европы, поскольку там планируется в ближайшее время ввести так называемый «углеродный налог» на все импортируемые товары. В 2019 г. суммарная установленная мощность энергоустановок с топливными элементами уже составила 1130 МВт, а максимальная мощность твердооксидных топливных элементов достигла 2 МВт.

Для стационарной энергетики наиболее перспективной областью применения энергоустановок с топливными элементами на ближайшее время следует считать источники питания для

автономных потребителей и распределенной генерации. Здесь они могут заменить используемые сейчас в качестве основных и резервных генераторов дизельные и газопоршневые двигатели. Для климатических условий России особый интерес представляют когенерационные установки с топливными элементами, используемые в том числе для модернизации имеющихся систем централизованного теплоснабжения.

Большие усилия прилагаются для разработки гибридных установок, в которых высокотемпературные топливные элементы комбинируются с газовыми турбинами. При усовершенствовании газовых турбин КПД таких установок может достигать 74,6 %. Также активно ведутся работы по созданию транспортных средств с водород-воздушными топливными элементами.

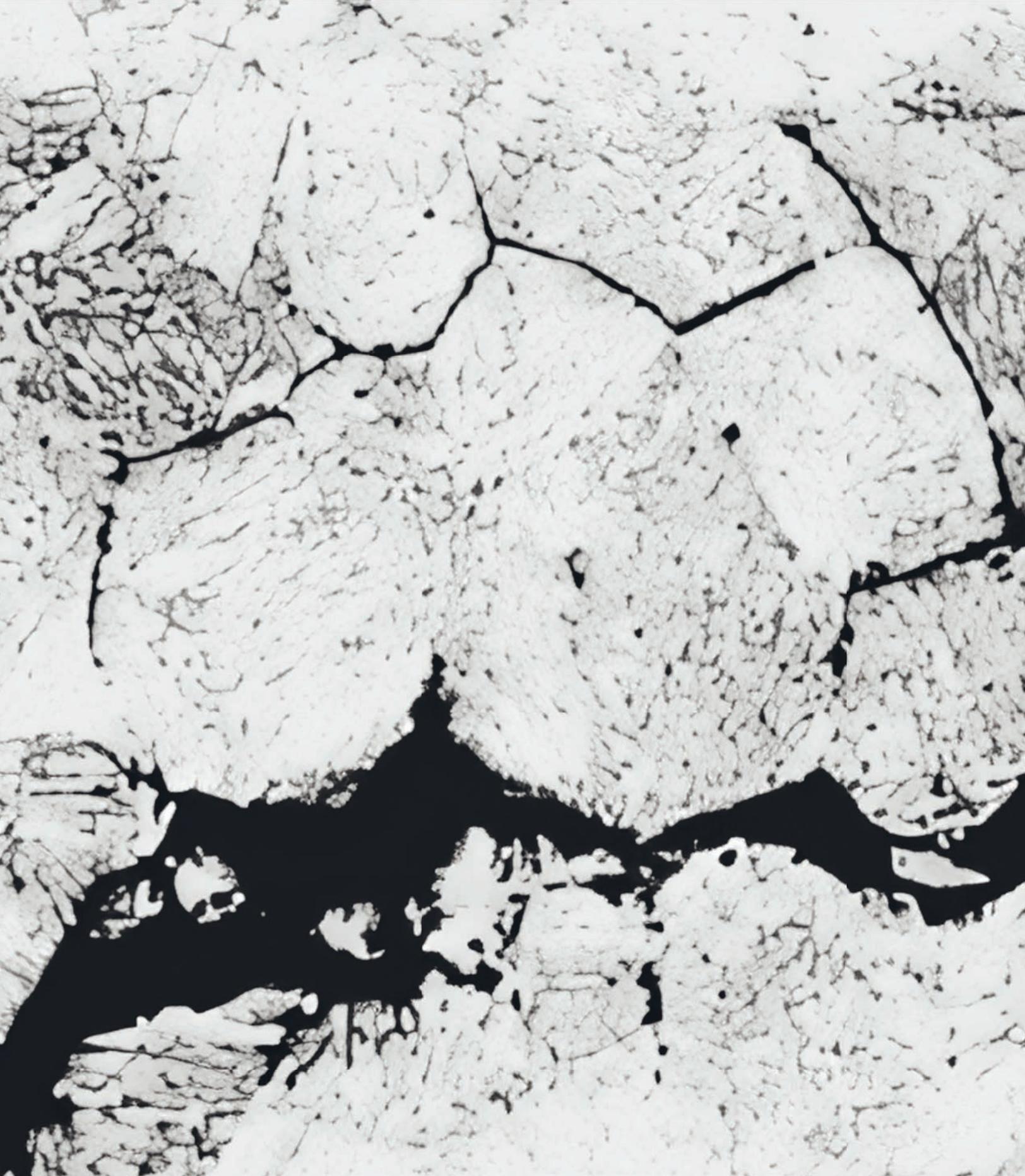
В настоящее время не существует других технологий преобразования химической энергии топлива в электрическую, способных конкурировать по эффективности и экологичности с топливными элементами. Страны, первыми освоившие крупномасштабное производство энергетических установок на основе топливных элементов с конкурентной стоимостью жизненного цикла и надежностью и начавшие их использование в энергетике, получают грандиозное преимущество на многие годы вперед.



1000
32

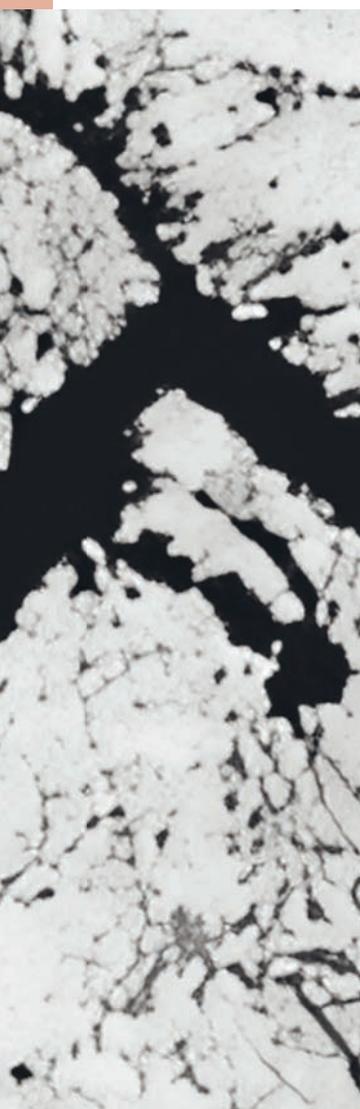
DI 183

TRDDU74117008



ВОДОРОДНОЕ ОХРУПЧИВАНИЕ —
СНИЖЕНИЕ ПЛАСТИЧНОСТИ МЕТАЛЛА
ИЗ-ЗА ПОГЛОЩЕННОГО ВОДОРОДА

4 Водородное охрупчивание



Одной из проблем, связанной с использованием водорода, является водородное охрупчивание (также известное как водородное растрескивание или водородиндуцированное растрескивание), которое может произойти в трубопроводах и инфраструктурах из аустенитной нержавеющей стали.

Хрупкость — свойство материала разрушаться без образования заметных остаточных деформаций. При малейшем растяжении или ударе эти материалы мгновенно разрушаются. Для них удлинение при разрыве не превышает 2—5 %, а в ряде случаев измеряется долями процента.

Водородное охрупчивание представляет собой снижение пластичности металла из-за поглощенного водорода. Это явление происходит из-за диффузии и растворения водорода в микроструктуре металлических трубопроводов или инфраструктур. Атомы водорода малы и могут проникать в твердые металлы. После поглощения водород снижает напряжение, необходимое для возникновения и распространения трещин в металле, что приводит к охрупчиванию.

Железо как химический элемент составляет основу всех сплавов углеродистых сталей. При этом радиус атома водорода составляет 53 пм ($1 \text{ пм} = 10^{-12} \text{ м}$), в то время как радиус атома железа — 126 пм, т.е. почти в 2,5 раза больше. Поэтому водород с легкостью проникает в решетку сплавов железо—углерод и приводит к неупорядоченному расположению решетки (рис. 16), вызывая тем самым деформацию и увеличение внутреннего напряжения. В итоге свойства материала меняются, и он становится таким хрупким, что при нагрузках его разрушение происходит значительно раньше достижения предела текучести. Иными словами, материалы, которые обычно довольно пластичны, начинают растрескиваться под напряжением.

Водородное охрупчивание сталей имеет место даже при низком содержании водорода (десятые доли процента по объему) в газовом потоке как при высоких температурах, так и при нормальных, которые условно называют низкими температурами, и интенсифицируется с ростом давления. Оно обычно проявляется в виде единичных острых трещин, которые со временем увеличиваются в размерах (рис. 17). Этим оно отличается от коррозионного растрескивания, когда трещины обширно разветвляются под напряжением. При этом поначалу трещины от водородного охрупчивания могут быть настолько малы, что их трудно обнаружить. Именно поэтому водородное охрупчивание частенько называют невидимой смертью металлов.

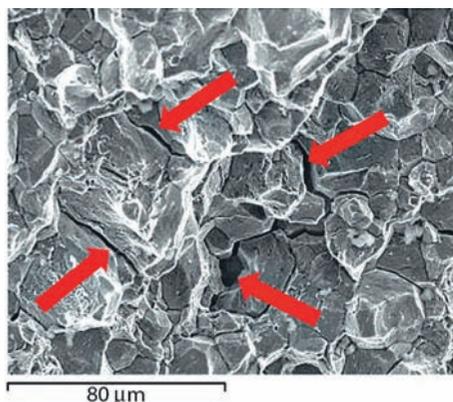


Рис. 16. Микрофрактография межкристаллитного слоя:

стрелками указаны пространства кристаллической решетки, заполняемые водородом
 Источник: Intergranular_Crack_SEM_Micrograph.jpg

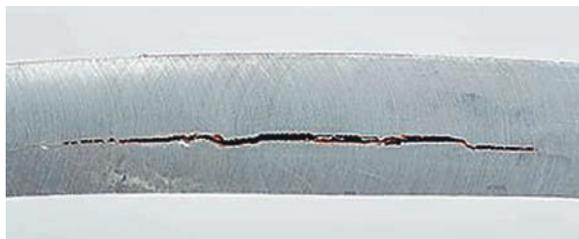


Рис. 17. Трещины, вызванные водородным охрупчиванием

Источник: Steel-with-Hydrogen-Induced-Cracks-01.jpg

Риск водородного охрупчивания увеличивается при повышении давления водорода в линиях передачи и арматуре, формировании мартенситных и ферритных структур в материалах путем пластической деформации, применении нестабилизированных форм нержавеющей стали и рабочих температурах от -173 до $+27$ °С.

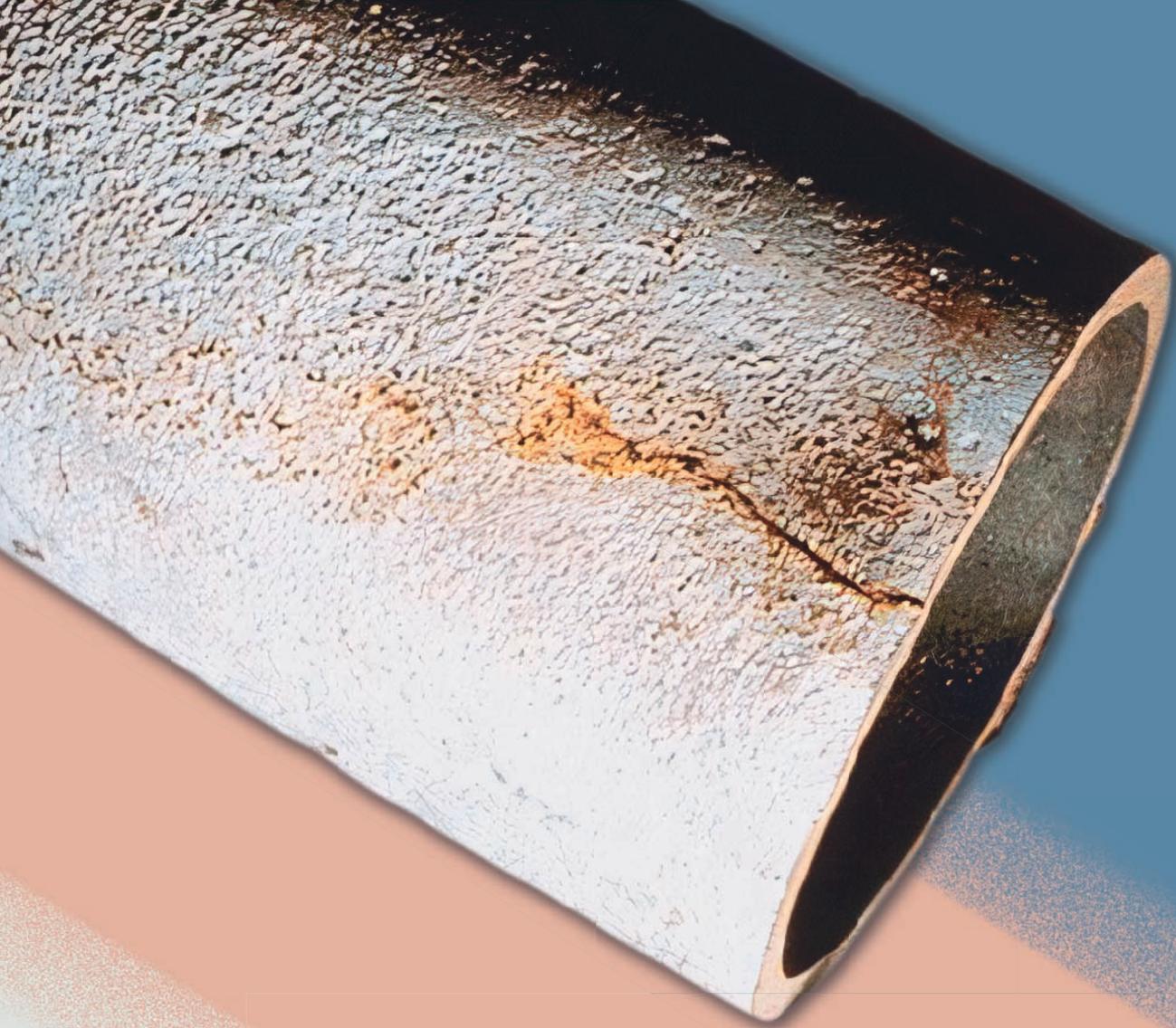
Водородное охрупчивание наиболее заметно проявляется в сталях, а также в железе, никеле, титане, кобальте и их сплавах. Медь, алюминий и нержавеющая сталь менее подвержены водородному охрупчиванию. По этой причине существующая инфраструктура природного газа

в таком виде, как она есть, может оказаться непригодной для транспортировки и распределения водорода в силу использования в них недостаточно качественного металла.

Относительно медленный процесс водородного охрупчивания не означает, что надлежащие меры безопасности для его предотвращения не являются необходимыми. Для этого прежде всего нужно правильно выбрать материал. Например, при увеличении процентного содержания никеля и титана и уменьшении процентного содержания углерода в материале вероятность водородного охрупчивания снижается в результате стабилизации микроструктуры аустенитной нержавеющей стали.

Для предотвращения водородного охрупчивания металла необходимо принимать соответствующие меры. Важно контролировать процессы, такие как, например, коррозия, которые могут привести к внедрению водорода в металлическую структуру. Также можно улучшить характеристики металла путем легирования и добавления специальных присадок, которые уменьшают чувствительность к водороду. Эффективным способом является гальванопокрытие — нанесения защитного слоя на металлическую поверхность. Хроматные, фосфатные и оксидные покрытия не только обеспечивают эффективный барьер против диффузии водорода, но и повышают коррозионную стойкость металла. Органические покрытия, такие как краски или полимерные покрытия, обеспечивают дополнительную защиту от водородного охрупчивания. Термически напыленные покрытия также используются для предотвращения водородного охрупчивания. Материалы для покрытия, используемые в этом процессе, часто состоят из материалов с превосходной стойкостью к диффузии водорода, таких как керамика или металлокерамические сплавы. Эти материалы обладают низкой проницаемостью для водорода, создавая надежный барьер против попадания водорода в металлическую подложку.

В этой связи необходимо отметить, что за годы достаточно долгой эксплуатации специальных высокопрочных стальных водородных трубопроводов в Северной Америке и Европе не наблюдалось серьезных проблем, связанных с их водородным охрупчиванием [15].





ВОДОРОД МОЖНО ТРАНСПОРТИРОВАТЬ
К МЕСТУ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
В ГАЗООБРАЗНОМ ИЛИ ЖИДКОМ СОСТОЯНИИХ

5 Транспортировка водородсодержащих газов



По мере возрастания спроса на потребление водорода увеличивается необходимость в развитии его транспортировки от мест производства до конечного потребителя. Принципиально водород можно транспортировать к месту его использования в газообразном или жидком состояниях трубопроводным транспортом, с помощью контейнерных перевозок, а также в криогенных цистернах или в носителях, таких как аммиак, гидриды металлов и др. [16].

Для трубопроводной транспортировки газообразного водорода используют специальные водородные трубопроводы, а также существующие трубопроводы природного газа. За рубежом довольно долгое время эксплуатируют водородные трубопроводы длиной 200—300 км под давлением 0,5—3 МПа и выше. Однако капитальные вложения, необходимые для их создания, делают этот метод наиболее дорогим, он целесообразен лишь при регулярном и значительном потреблении водорода, когда строительство газопровода может окупиться в приемлемые сроки.

Актуальными задачами сегодняшнего дня является создание новых металлических, неметаллических и композитных материалов, а также разработка технологий нанесения тонких барьерных покрытий на поверхность труб.

Существующие трубопроводы природного газа. При транспортировке природного газа через каждые 100—120 км расходуется примерно 0,3 % объема перекачиваемого природного газа на компрессорных станциях для создания необходимого давления. Из-за низкой плотности водорода скорость потока должна быть увеличена примерно в три раза по сравнению с природным газом. Поэтому для передачи по трубопроводу равного количества энергии в виде водорода требуется примерно в 4,6 раза больше энергии, чем для природного газа. Таким образом, при транспортировке водорода на расстояние 2,5—4 тыс. км будет передано только 80—70 % исходного объема водорода [17].

Использование действующей сети газопроводов природного газа для транспортировки водорода является существенной составляющей будущей водородной экономики. Исследования возможности транспортировки водорода с использованием стальных трубопроводов для природного газа показали, что потери водорода из системы в 3—3,5 раза больше по объему потерь природного газа. Однако поскольку теплота сгорания водорода (на единицу массы) примерно в 3 раза больше, то энергетические потери примерно одинаковы. Передача энергии по газопроводу в виде водорода на расстояния 2—3 тыс. км в 2—4 раза экономичнее передачи энергии по линиям электропередач [15].

Таблица 6
Основные способы транспортировки водорода [15]

Способ транспортировки	Достоинства	Недостатки
<i>Газообразный водород</i>		
Трубопроводный транспорт	<ul style="list-style-type: none"> • Наибольшая рентабельность для больших объемов водорода; • отсутствие термодинамических ограничений для снижения затрат на транспортировку; • низкое энергопотребление; • безопасность транспортировки; • безопасность для окружающей среды; • использование существующих трубопроводных систем для природного газа и нефти; • накопление и хранение в подземных хранилищах газа (ПХГ) под давлением и подача по газопроводам потребителям в нужное время в нужном количестве 	<ul style="list-style-type: none"> • Большие капиталовложения в строительство специальных трубопроводов; • очень высокая стоимость транспортировки при малых объемах; • сложная и дорогая процедура получения разрешений на землеотвод, строительство и т.п.; • необходимость комплексных НИОКР по исследованию водородостойкости существующих трубных сталей, особенностей ПХГ, по созданию новых материалов, арматуры, компрессоров и пр.
Контейнерные перевозки	<ul style="list-style-type: none"> • Отсутствие потерь водорода; • не требуется создание инфраструктуры хранения на месте потребления 	<ul style="list-style-type: none"> • Целесообразность только для мелких потребителей; • высокая стоимость транспортировки
<i>Жидкий водород</i>		
Криогенные цистерны	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая энергетическая плотность и небольшой объем; • относительная дешевизна и эффективность криогенных цистерн; • минимизация необходимости компримирования в местах потребления 	<ul style="list-style-type: none"> • Большое энергопотребление и высокая стоимость; • невозможность снижения стоимости при длительном использовании; • сложность обращения с криогенными жидкостями
<i>Водород в связанном состоянии</i>		
Носители	<ul style="list-style-type: none"> • Минимальная стоимость транспортировки в перспективе; • использование существующей инфраструктуры; • умеренные давления и температуры в системе доставки; • возможность снижения стоимости хранения 	<ul style="list-style-type: none"> • Сложность применения на местах из-за необходимости трансформации для разгрузки; • повышенное энергопотребление; • возможность попадания примесей в газообразный водород; • наличие холостого пробега носителя на перезарядку; • необходимость проведения комплексных НИОКР, в том числе по обеспечению безопасности и влиянию на окружающую среду

Перекачка водорода по трубопроводному транспорту обладает еще и тем преимуществом, что водород можно накапливать и хранить в подземных и наземных хранилищах под давлением и доставлять потребителям в нужное время в нужном количестве.

Однако возможность такого перепрофилирования трубопроводов природного газа связана с преодолением технических проблем, которые включают водородное охрупчивание стали и сварных швов, проникновение водорода в материал и, следовательно, утечку.

В настоящее время Единая система газоснабжения (ЕСГ) ПАО «Газпром» располагает значительно большей энергопередающей мощностью, чем сети электропередачи, и в принципе подготовлена к приему водорода и водородсодержащих газов. Однако возможность использования ЕСГ для этих целей будет определяться ее реальной загруженностью для внутреннего и импортного газоснабжения потребителей.

По-видимому, только в переходный к водородной экономике период реально использование существующей сети газопроводов для транспортировки природного газа с добавлением до 10 % водорода (по причине возможного охрупчивания) с последующим сжиганием этой смеси на ТЭС и в котельных.

Транспортировка водорода также возможна наземным транспортом в сжатом или сжиженном состоянии, а также с помощью носителей (подробнее см. [16]).

Очевидно, что конкурентоспособность различных вариантов транспортировки водорода зависит от расстояния, ее объемов и способов конечного использования. В период становления водородной энергетики в разной степени будут использоваться различные способы транспортировки водорода или их комбинация в зависимо-

сти от способов производства водорода. Предпочтительный способ доставки в первую очередь будет определяться экономической целесообразностью. При выборе способов транспортировки водорода необходимо также учитывать и аспекты безопасности. Достоинства и недостатки основных способов транспортировки водорода приведены в табл. 6.

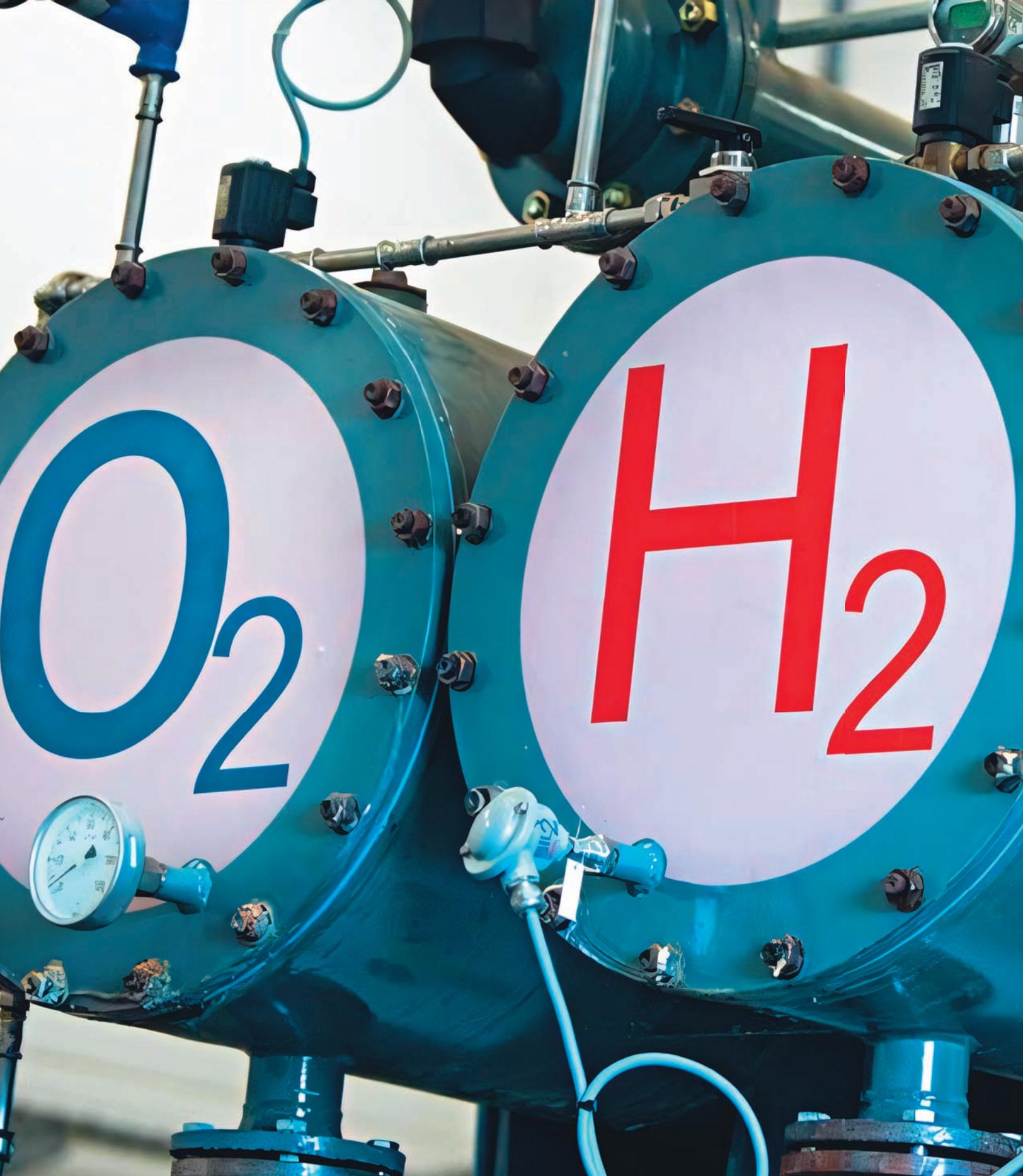
Трейлеры со специальными контейнерами под давлением позволяют избежать потерь водорода при транспортировке и могут быть использованы там, где потребности в водороде будут относительно небольшими. К тому же для небольших расстояний (менее 1500 км) транспортировка водорода грузовым транспортом является наиболее дешевым вариантом.

Доставка водорода в криогенных автоцистернах также является наиболее экономичной для средних по объему потребителей.

Для расстояний более 1500 км может быть более рентабельно транспортировать водород в виде аммиака. Для транспортировки водорода на очень большие расстояния (за рубеж) его возможно транспортировать в носителях.

Трубопроводные системы наиболее целесообразны для транспортировки водорода в районы с высокими потребностями в нем и будут становиться всё более рентабельными по мере того, как всё больше производственных мощностей будет подключаться к сети. Транспортировка водорода по подземным трубопроводам предпочтительна и с точки зрения безопасности населения.

Комбинированный сценарий доставки может заключаться в передаче по трубопроводу от центрального завода к терминалу, от которого доставка будет продолжена на трейлере в баллонах, в криогенных цистернах или на грузовом транспорте в носителях.



ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОДОРОДА ЯВЛЯЕТСЯ ЕГО НЕКОНТРОЛИРУЕМОЕ ВОСПЛАМЕНЕНИЕ

6 Требования по обеспечению безопасности при использовании водорода и водородсодержащих смесей



Обеспечение необходимого уровня безопасности является необходимым условием массового использования водородных технологий в энергетике, на транспорте и в промышленности.

Одним из основных видов опасности при использовании водорода является его неконтролируемое воспламенение. Смеси водорода и окислителей горючи при различном содержании водорода (от 4 до 75 % объемных долей в воздухе), в широком диапазоне температур и давлений. Особенно легко воспламеняемы смеси стехиометрического состава (около 30 % H_2), что определяет их повышенную опасность в замкнутом пространстве. Горение водорода в таких условиях в большинстве случаев приводит к дефлаграции — взрывному режиму горения, характеризующемуся турбулентным распространением пламени с высокой скоростью и существенным ростом давления.

При определенных условиях дефлаграция переходит в наиболее опасный взрывной режим — детонацию, когда ударный фронт, скорость распространения которого превышает скорость звука в не охваченной горением среде, ведет за собой зону самовоспламенения и последующего горения, а давление может увеличиться в несколько раз.

Для металлических материалов, особенно для ферритных сталей в напряженном состоянии, соприкосновение с водородом опасно снижением прочностных свойств вследствие охрупчивания, а также водородной коррозией, которой подвержены прежде всего низколегированные стали при высоких температурах, что может приводить к разрушению резервуаров и иного оборудования.

Газообразный водород можно сжимать до очень высоких давлений, однако выброс аккумулированной при сжатии энергии порождает взрывную волну. Аналогичными последствиями чревато быстрое «размораживание» (фазовый переход) жидкого водорода в замкнутом пространстве (резервуаре или трубопроводе).

Еще одна проблема безопасности заключается в том, что водород — это газ без запаха и цвета. Это означает, что его трудно обнаружить при наличии утечки.

При конструировании, изготовлении, хранении, перевозке, монтаже, наладке водородного оборудования и систем главное условие безопасности — это обеспечение герметичности для исключения возможности утечки водорода или попадания окислителей в их внутренние полости, где присутствует водород. Если же

технология предусматривает смешение водорода с окисляющими веществами внутри водородного оборудования или системы, для предотвращения проникновения окисляющих веществ извне внутреннее давление должно превышать давление окружающей среды. Необходимо также предотвращать накопление смесей водорода и окислителя в любых замкнутых пространствах, не допускать какого-либо засорения водородного оборудования и систем. Риски нарушения герметичности могут быть связаны с неправильным выбором конструкционных материалов, избыточным числом соединений и их недостаточно надежным уплотнением, отсутствием или недостаточностью компенсаторов тепловых деформаций, неконтролируемым внутренним давлением.

Перед пуском в эксплуатацию, а также после плановых и аварийных остановов водородное оборудование и системы должны быть освобождены от воздуха продувкой инертным газом до того, как в них поступит водород, и проверены на герметичность с целью обнаружения мест возможных утечек и их устранения. В процессе эксплуатации водородное оборудование и системы должны подвергаться периодической проверке на герметичность для обнаружения мест возможных утечек и их устранения.

Техническое регулирование в области безопасности водородного оборудования и систем представляет собой установление в нормативных правовых актах и нормативных документах как требований безопасности к водородному оборудованию и системам, так и связанными с ними требований безопасности при проектировании, производстве, строительстве, монтаже, наладке, эксплуатации, выводе из эксплуатации, хранении, перевозке, реализации и утилизации водородного оборудования и систем.

Одной из важнейших проблем использования водорода является отсутствие единого гармонизированного государственного нормативно-правового регламента использования водорода и водородных технологий в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области обеспечения промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности и других нормативных документов. Действующий в настоящее время Свод правил СП 1621330610.2014 «Требования безопасности

при производстве, хранении, транспортировании и использовании жидкого водорода» был введен приказом Роскосмоса в 2014 г. и распространяется только на жидкий водород в основном в космической отрасли.

Нерешенность вопросов технического регулирования, и прежде всего требований к безопасности оборудования и систем, предназначенных для широкого производства, хранения, транспортировки и использования водорода, включая топливные элементы, может стать существенным препятствием для развития водородных технологий в стране.

Заклучение

Переход на сжигание водородсодержащих газов и чистого водорода — один из кардинальных способов снижения выбросов CO₂ в атмосферу. Однако его практическое осуществление в реальных процессах производства электрической и тепловой энергии связано с большими сложностями (см. [16]). Автор в данной статье сознательно не рассматривает вопросы получения водорода, которые представляют отдельную и очень важную тему. Отметим только, что для производства водорода требуется значительное количество энергии, причем эта энергия должна быть получена из «зеленых» источников. Иначе теряется весь смысл «водородной энергетики».

Как уже упоминалось выше, к «зеленым» источникам энергии, в которых не выделяется CO₂ при производстве энергии, можно отнести ГЭС, АЭС, солнечные (СЭС) и ветровые (ВЭС) электростанции. Доли установленной мощности и произведенной на них электроэнергии в Российской Федерации показаны в табл. 7. Из приведенных данных видно, что на производство водорода теоретически может быть направлено в лучшем случае не более 40 % производимой в России электроэнергии при условии, что остальные 60 % и «водородная энергетика» полностью удовлетворят энергетические потребности страны.

Следует учитывать, что производство водорода достаточно дорого, и несмотря на то что стоимость 1 кг водорода в перспективе снизится, все равно она будет заметно выше стоимости 1 кг ор-

Таблица 7

Установленная мощность и объемы произведенной электроэнергии на различных электростанциях в России на 01.01.2022 [18]

Тип электростанции	Доля установленной мощности, %	Доля выработанной электроэнергии, %
АЭС	11,98	19,94
ГЭС	20,26	18,80
СЭС и ВЭС	1,62	0,52

ганического топлива. Поэтому использовать водород в целях получения энергии следует только на самых эффективных энергетических установках. К таким в настоящее время можно отнести только парогазовые установки со сжиганием водорода в камерах сгорания ГТУ (электрический КПД не менее 60 %) и водородные топливные элементы (электрический КПД до 80 %). В камерах сгорания ГТУ в принципе можно сжигать 100%-й водород, и уже сейчас, как было показано выше, имеются несколько пилотных ГТУ, реализующих этот процесс.

Сжигать водород в котлах ТЭС для получения электрической энергии с КПД около 40 %, по мнению автора, нерентабельно и не имеет смысла. Во-первых, по состоянию на 01.01.2021 средний возраст оборудования российских ТЭС, рассчитанного на сжигание газа, составил 32,4 года, а оборудования, рассчитанного на использование угля, — 39,4 года [18], и оно постепенно выводится из эксплуатации в соответствии с утвержденной Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Вообще говоря, в котлах на природном газе без их существенной реконструкции можно технически обеспечить сжигание ВСГ с долей водорода не более 20 %. Однако это может привести к ухудшению технико-экономических характеристик и увеличению эмиссии оксидов азота. Поэтому такое использование водорода должно быть предварительно тщательно проанализировано со всех точек зрения, включая увеличение капитальных и эксплуатационных затрат.

Сжигание чистого водорода в действующих котлах невозможно в силу значительных отличий в конструкции горелочных устройств и условий

теплообмена при сжигании природного газа. Для этого потребуются разработка принципиально других конструкций котлов и горелочных устройств, учитывающих специфику водорода и его продуктов сгорания. Тем не менее, как уже отмечалось выше, сжигать водород для производства электроэнергии с КПД около 40 % в ближайшей перспективе нерентабельно.

Список ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. **Индикативные** показатели выбросов парниковых газов при сжигании топлив на ТЭС и в котельных/ П.В. Росляков, А.Н. Гуреев, Т.В. Гусева, В.В. Рудомазин // Энергетик. 2023. № 5. С. 40—48. DOI: 10.34831/EP.2023.66.43.007

2. **Рыбаков, Б.А.** Влияние состава топлива на выбросы парниковых газов / Б.А. Рыбаков, М.А. Савитенко // Энергетика и промышленность России. 2021. № 11-12 (415-416). С. 37. URL: <https://ww-h2.com/services/effect-of-fuel-composition-on-greenhouse-gas-emissions/> (дата обращения: 20.10.2023).

3. **Данные** о мировой энергетике и климате — ежегодник 2023 : [сайт]. URL: <https://energystats.enerdata.net/> (дата обращения: 20.10.2023).

4. **Углеродоемкость** электроэнергии в мире и России // Энергетический бюллетень. 2019. № 72 / Аналитический центр при Правительстве

Российской Федерации. URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/22245.pdf> (дата обращения: 20.10.2023).

5. **Оценки** возможностей снижения выбросов парниковых газов при сжигании топлив в котлах ТЭС и котельных / П.В. Росляков, Б.А. Рыбаков, М.А. Савитенко и др. // Теплоэнергетика. 2022. № 9. С. 97—106. DOI: 10.56304/S0040363622090041

6. **Иссерлин, А.С.** Основы сжигания газового топлива : Справочное руководство. Ленинград : Недра, 1980. 271 с.

7. **Цыбизов, Ю.И.** Технология малоэмиссионного сжигания топлива и конструктивный облик камеры сгорания газотурбинной установки / Ю.И. Цыбизов, Д.Д. Тюлькин, И.Е. Воротынец // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2020. Т. 19. № 2. С. 107—120. DOI: 10.18287/2541-7533-2020-19-2-107-120

8. **ГОСТ 31369-2008** (ИСО 6976:1995). Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава. Москва : Стандартинформ, 2009.

9. **Мунц, В.А.** Горение и газификация органических топлив : учеб. пособие / В.А. Мунц, Е.Ю. Павлюк. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. 148 с. ISBN 978-5-7996-2635-8

10. **Kutne, Peter.** The path towards a zero-carbon gas turbine : Hydrogen Gas Turbines report. 2020 / Peter Kutne // ETN Global : [website]. URL: <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf> (дата обращения: 21.10.2023).

11. **Pasquariello, Rory.** Gas turbine innovations, with or without hydrogen / Rory Pasquariello // Turbomachinery International. 2020. Nov./Dec. URL:

<https://www.turbomachinerymag.com/view/gas-turbine-innovation-with-or-without-hydrogen> (дата обращения: 20.10.2023).

12. **Öberg, S.** Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems / S. Öberg, M. Odenberger, F. Johnsson // Intern. J. Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47. P. 624—644. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.035

13. **Исследование** камеры сгорания газовых турбин SGT-700/-800 на гибкость по топливу и нагрузке» / А. Ланц, А. Линдхолм, Д. Ларфельдт и др. // Турбины и Дизели. 2020. № 6. С. 28.

14. **Toyota** develops packaged fuel cell system module to promote the hydrogen utilization toward the achievement of carbon neutrality // TOYOTA : [website]. 2021. 26 февраля. URL: <https://global.toyota/en/newsroom/corporate/34799439.html> (дата обращения: 20.10.2023).

15. **Алексеева, О.К.** Транспортировка водорода / О.К. Алексеева, С.И. Козлов, В.Н. Фатеев // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3 (21). С. 18—24.

16. **Кулагин, В.А.** Водородная энергетика: за и против / [В.А. Кулагин, Д.А. Грушевенко] // Экология, энергетика, энергосбережение : бюллетень / под ред. акад. РАН А.В. Клименко. Москва : ПАО «Мосэнерго», 2023. Вып. 2. 38 с.

17. **Bossel, U.** The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? : Final Report / U. Bossel, B. Eliasson, G. Taylor. URL: <https://cms.energypolicy.co.uk/254> (дата обращения: 20.10.2023).

18. **Отчет** о функционировании ЕЭС России в 2021 году / АО «СО ЕЭС» // Системный оператор единой энергетической системы : [сайт]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2022/tech-disc2022ups/> (дата обращения: 29.06.2023).



Научно-популярное издание

ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

Выпуск 4

РОСЛЯКОВ Павел Васильевич

**ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ
ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ**

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 25.12.2023. Формат 60 × 90/8. Усл. печ. л. 5,5

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 34-14.

Электронная почта: SigitovOY@mosenergo.ru

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: press-centre@mosenergo.ru.

Адрес в Интернете: www.mosenergo.ru



