МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ ISO 14687-3— 2016

ТОПЛИВО ВОДОРОДНОЕ

Технические условия на продукт

Часть 3

Применение для топливных элементов с протонообменной мембраной стационарных энергоустановок

(ISO 14687-3:2014,
Hydrogen fuel — Product specification — Part 3: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for stationary appliances, IDT)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2015 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены».

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Обществом с ограниченной ответственностью «КВТ» (ООО «КВТ») и Некоммерческим партнерством «Национальная ассоциация водородной энергетики» (НП «НАВЭ») на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 5

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 029 «Водородные технологии»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 25 октября 2016 г. № 92-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Грузия	GE	Грузстандарт
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 июля 2017 г. № 715-ст межгосударственный стандарт ГОСТ ISO 14687-3—2016, введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 сентября 2017 г.

5 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ISO 14687-3:2014 «Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 3. Применение для топливных элементов в стационарных энергоустановках с протонообменной мембраной» («Hydrogen fuel — Product specification — Part 3: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for stationary appliances», ITD)

Международный стандарт разработан Техническим комитетом по стандартизации «Водородные технологии» ISO/TC 197 Международной организации по стандартизации (ISO).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для увязки с наименованиями, принятыми в существующем комплексе межгосударственных стандартов.

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных международных стандартов соответствующие им межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2017

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 1
4 Общие требования . . . 2
4.1 Классификация . . . 2
4.2 Категории . . . 3
4.3 Предельные концентрации водорода и примесей . . . 3
4.4 Способы производство водорода . . . 3
5 Проверка качества . . . 3
5.1 Общие требования . . . 3
5.2 Технические требования к проверке качества . . . 3
5.3 Отчет о результатах проверки проб . . . 5
6 Отбор проб . . . 5
6.1 Объем пробы . . . 5
6.2 Выбор точки отбора проб . . . 5
6.3 Порядок отбора проб . . . 5
6.4 Твердые частицы в газообразном водородном топливе . . . 5
7 Методы анализа . . . 5
7.1 Общие положения . . . 5
7.2 Параметры анализа . . . 5
7.3 Содержание воды . . . 6
7.4 Общее содержание углеводородов . . . 6
7.5 Содержание кислорода . . . 6
7.6 Содержание гелия . . . 6
7.7 Содержание аргона и азота . . . 6
7.8 Содержание диоксида углерода . . . 6
7.9 Содержание оксида углерода . . . 7
7.10 Общее содержание серы . . . 7
7.11 Содержание формальдегида . . . 7
7.12 Содержание муравьиной кислоты . . . 7
7.13 Содержание аммиака . . . 7
7.14 Общее содержание галогенов . . . 8
7.15 Концентрация твердых частиц . . . 8
7.16 Размер частиц . . . 8
8 Предел обнаружения и предел определения . . . 8
9 Безопасность . . . 8
Приложение А (справочное) Руководство по выбору пограничной точки . . . 9
Приложение В (справочное) Обоснование списка примесей в водородном топливе, концентрации которых должны быть измерены . . . 12

Приложение С (справочное) Короткоцикловая адсорбция и возможность применения наличия CO в качестве индикатора присутствия примесей 14
Приложение D (справочное) Пределы обнаружения и пределы определения параметров водородного топлива 15
Приложение ДА Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов ссылочным межгосударственным стандартам 18
Библиография 19

Введение

Международная организация по стандартизации (ИСО) является всемирной федерацией комитетов по национальным стандартам (комитеты — члены ИСО). Подготовка международных стандартов выполняется техническими комитетами ИСО. Каждый комитет-член отвечает за область, которая ему поручена. Правительственные и неправительственные, международные организации при взаимодействии с ИСО также принимают участие в данной работе. ИСО тесно сотрудничает с Международной электротехнической комиссией (МЭК) по всем вопросам стандартизации в электротехнике.

Международный стандарт ИСО 14787-3:2014 разработан Техническим комитетом «Водородные технологии» Международной организации по стандартизации ИСО/ТК 197. Он состоит из следующих частей под общим наименованием Топливо водородное. Технические условия на продукцию:

- часть 1. Все случаи применения, кроме использования в топливных элементах с протонообменной мембраной, применяемых в дорожных транспортных средствах;
- часть 2. Применение водорода для топливных элементов с протонообменной мембраной дорожных транспортных средств;
- часть 3. Применение для топливных элементов с протоннообменной мембраной стационарных энергоустановок.

Настоявший стандарт устанавливает требования для топлива, которое используется для стационарных энергоустановок на топливных элементах с протонно-обменной мембраной (ПОМ).

В настоящее время серийно выпускается большое разнообразие стационарных энергоустановок на топливных элементах для резервного и автономного энергоснабжения, а также стационарные когенерационные системы тепло- и электроснабжения. Большинство стационарных энергоустановок на топливных элементах снабжены системой переработки топлива, которая преобразует исходное топливо в водородное, состоящее, в основном, из водорода и диоксида углерода. Некоторые стационарные топливные элементы используют водородное топливо высокой чистоты, подаваемое из резервуаров высокого давления или трубопроводов от удаленного места производства водорода.

Для других видов топливных элементов, таких как фосфорно-кислые топливные элементы (ФКТЭ), расплавно-карбонатные топливные элементы (РКТЭ) и твердо-оксидные топливные элементы (ТОТЭ) может возникнуть необходимость разработки специализированных стандартов.

Настоящий стандарт предназначен для формирования единых технических требований к водородному топливу как при производстве топливных элементов на основе применения протонно-обменных мембран, так и использовании водородного топлива в рамках эксплуатации стационарных энергоустановок на топливных элементах. Контроль качества водородного топлива в указанных случаях является необходимым условием, так как наличие в топливе вредных примесей может отрицательно влиять на работу энергоустановок. Кроме того, могут иметь место негативные последствия, связанные со снижением эффективности энергоустановок на основе топливных элементов, если концентрация некоторых примесей в водородном топливе не контролируется в достаточной степени. В настоящем стандарте рассмотрены методы контроля качества водородного топлива, которое поставляется для этих стационарных установок.

Настоящий стандарт устанавливает требования к водородному топливу Тип I, сорт E, который включает в себя три категории в зависимости от целей применения.

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

ТОПЛИВО ВОДОРОДНОЕ

Технические условия на продукт

Часть 3

Применение для топливных элементов с протонообменной мембраной стационарных энергоустановок

Hydrogen fuel. Product specification. Part 3. Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for stationary appliances

Дата введения — 2017—09—01

1 Область применения

Настоящий стандарт определяет технические требований к водородному топливу для стационарных энергоустановок на основе топливных элементов с протонообменной мембраной (ПОМ).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на международные документы.

Для недатированных ссылок используется последнее издание документа (включая все изменения и поправки).

ISO 6142, *Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Gravimetric method (*Анализ газов. Приготовление газовых смесей для калибрования. Гравиметрический метод*)*

ISO 6145 (all parts), *Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures using dynamic methods (*Анализ газов. Приготовление газовых смесей для калибрования с использованием динамических объемных методов*)*

ISO 14687-1, *Hydrogen fuel — Product specification — Part 1: All applications except proton exchange membrane (PEM) fuel cell for road vehicles (*Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 1. Все случаи применения, кроме использования в топливных элементах с протонообменной мембраной, применяемых в дорожных транспортных средствах*)*

ISO 14687-2, *Hydrogen fuel — Product specification — Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles* (Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 2. Применение водорода для топливных элементов с протонообменной мембраной дорожных транспортных средств)

IEC/TS 62282-1, Fuel cell technologies — Terminology (МЭК/ТТ 62282-1 Технологии топливных элементов. Часть 1. Терминология)

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **пограничная точка** (boundary point): Точка между оборудованием для подачи водородного топлива и энергоустановкой на основе топливных элементов, для которой должны быть определены качественные характеристики водородного топлива.

Издание официальное

3.2 **ингредиент** (constituent): Компонент (или соединение), обнаруженный в водородной топливной смеси.

3.3 **примесь** (contaminant): Вещество, содержащееся в водородном топливе, которое неблагоприятно влияет на компоненты энергоустановки на основе топливных элементов или системы хранения водорода.

Примечание — Неблагоприятное воздействие может быть обратимым или необратимым.

3.4 **потребитель** (customer): Сторона, ответственная за подбор поставщика водородного топлива для энергоустановки на основе топливных элементов.

3.5 **предел обнаружения** (detection limit): Наименьшее количество вещества, которое может быть обнаружено с указанной степенью достоверности.

3.6 **предел определения** (determination limit): Самое низкое значение, которое может быть измерено при заданном приемлемом уровне неопределенности.

3.7 **топливный элемент** (fuel cell): Электрохимический источник тока, способный преобразовывать химическую энергию в электрическую энергию (постоянный ток) при электрохимических процессах из постоянно поступающих активных веществ, таких как топливо и окислитель, а также тепло и другие продукты реакции.

3.8 **водородное топливо** (hydrogen fuel): Газ, содержащий в своем составе не менее 50 % водорода, который используется в стационарных установках на основе топливных элементов.

3.9 **показатель водородного топлива** (hydrogen fuel index): Доля или процентное содержание водорода в газовой топливной смеси.

3.10 **оборудование для подачи водородного топлива** (hydrogen fuel supply equipment): Оборудование, используемое для транспортировки или производства водородного топлива на месте его потребления, а также для подачи его к энергоустановке на основе топливных элементов, включая вспомогательные системы хранения, испарения и регулирования давления.

3.11 **необратимое воздействие** (irreversible effect): Воздействие, которое приводит к постоянному снижению производительности энергоустановки на основе топливных элементов, которое не может быть устранено с помощью изменений условий эксплуатации и/или состава газа.

3.12 **частица** (particulate): Твердая или аэрозольная частица, в том числе масляный туман, которая может уноситься с водородом в топливный элемент.

3.13 **обратимое воздействие** (reversible effect): Воздействие, которое приводит к временному снижению производительности энергоустановки на основе топливных элементов и которое устраняется с помощью изменений условий эксплуатации и/или состава газа.

3.14 **стационарная энергоустановка на основе топливных элементов с протоно-обменной мембраной;** ПОМ (stationary proton exchange membrane (PEM) fuel cell power system): Стационарно установленная автономная энергоустановка на основе топливных элементов с ПОМ, которая используется для генерации электричества и которая может содержать подсистемы, такие как батарея топливных элементов, система обработки воздуха, устройства теплового управления и управления водным балансом, а также автоматическую систему управления, которая используется сферах, связанных с распределенной генерацией электроэнергии, резервным электроснабжением, дистанционным питанием, когенерацией тепла и использованием электричества для бытовых и промышленных целей.

Примечание — Энергоустановка на основе топливных элементов с ПОМ не содержит систему переработки топлива с учетом наличия пограничной точки.

3.15 **системный интегратор** (system integrator): Сторона, обеспечивающая системную интеграцию энергоустановки на основе топливных элементов с ПОМ и поставщика водорода.

4 Общие требования

4.1 Классификация

Водородное топливо для стационарных энергоустановок на топливных элементах с протонообменной мембраной относится к типу I, сорта E.

Примечания

1 Тип I, сорт B, C, тип II, класс C и тип III, которые применимы для всего, кроме топливных элементов с ПОМ для дорожных транспортных средств и стационарных установок, определены в ISO 14687-1.

2 Тип I, сорт D и тип II, сорт D, которые применимы для топливных элементов с ПОМ для дорожных транспортных средств, определены в ISO 14687-2.

4.2 Категории

Водородное топливо для энергоустановок на топливных элементах с ПОМ типа I, сорта E классифицируется по следующим категориям:

- тип I, сорт E, категория 1;
- тип I, сорт E, категория 2;
- тип I, сорт E, категория 3.

4.3 Предельные концентрации водорода и примесей

Состав водородного топлива в пограничной точке для подачи в энергоустановку на основе топливных элементов с протонообменной мембраной должен соответствовать требованиям, определенным в таблице 1.

Примечания

1 Приложение А определяет параметры пограничной точки.

2 Приложение В содержит обоснование требований по содержанию примесей, указанных в таблице 1.

4.4 Способы производства водорода

Водородное топливо может быть получено несколькими способами, в том числе риформингом природного газа или других углеводородных соединений, с использованием возобновляемых источником энергии и электролиза воды, а также с применением биотехнологий. Водородное топливо производят на месте потребления, как правило, в относительно небольших количествах. В больших объемах, в случаях широкомасштабного производства водородного топлива, его транспортируют под давлением или в жидком виде к месту потребления.

Примечание — Водород, полученный биологическими методами, может содержать дополнительные вещества, которые влияют на производительность топливных элементов (например, силоксаны и ртуть). Такие вещества не включены в таблицу 1.

5 Проверка качества

5.1 Общие требования

Проверка качества водородного топлива производится с помощью анализа газа методами, указанными в разделах 6 и 7, пробы которого отбираются в пограничной точке. Кроме того, проверка качества может быть выполнена в других местах или другими методами по договоренности между поставщиком и потребителем.

Анализ всех предельных характеристик, приведенных в таблице 1, допускается не проводить, если это определено потребителем.

Все анализы следует проводить с использованием газовых калибровочных стандартов (или других калибровочных технологий), которые соответствуют Международной системе единиц (СИ) и применением национальных стандартов, в случае если такие имеются.

5.2 Технические требования к проверке качества

Частота испытаний и технические требования для проверки качества топлива должны быть оговорены поставщиком и потребителем. Должны быть определены частота проведения проверок и состав проверяемых ингредиентов.

Примечание — В приложении С представлены рекомендуемые методы контроля качества водорода, полученного паровой конверсией метана (SMR) и очищенного с использованием короткоцикловой адсорбции (PSA).

Таблица 1 — Перечень предельных концентраций водорода и примесей

Характеристика[a] (анализ)	Тип I, сорт E		
	категория 1	категория 2	категория 3
Показатель водородного топлива (минимальная мольная доля)	50 %	50 %	99,9 %
Общее содержание примесных газов (максимальная мольная доля)	50 %	50 %	0,1 %

Окончание таблицы 1

Характеристика[a] (анализ)	Тип I, сорт E		
	категория 1	категория 2	категория 3
Вода (H_2O)[b]	Без конденсации при всех условиях окружающей среды	Без конденсации при всех условиях окружающей среды	Без конденсации при всех условиях окружающей среды
Максимальная концентрация загрязняющих веществ (примесей)			
Общее содержание углеводородов (C_1)[c]	10 мкмоль/моль	2 мкмоль/моль	2 мкмоль/моль
Кислород (O_2)	200 мкмоль/моль	200 мкмоль/моль	50 мкмоль/моль
Азот (N_2), аргон (Ar), гелий (He), (мольная доля)	50 %	50 %	0,1 %
Углекислый газ (CO_2)	Включено в общее содержание примесных газов	Включено в общее содержание примесных газов	2 мкмоль/моль
Оксид углерода (CO)	10 мкмоль/моль	10 мкмоль/моль	0,2 мкмоль/моль
Общее содержание соединений серы[d]	0,004 мкмоль/моль	0,004 мкмоль/моль	0,004 мкмоль/моль
Формальдегид (HCHO)	3,0 мкмоль/моль	0,01 мкмоль/моль	0,01 мкмоль/моль
Муравьиная кислота (HCOOH)	10 мкмоль/моль	0,2 мкмоль/моль	0,2 мкмоль/моль
Аммиак (NH_3)	0,1 мкмоль/моль	0,1 мкмоль/моль	0,1 мкмоль/моль
Общее содержание галогенированных соединений[e]	0,05 мкмоль/моль	0,05 мкмоль/моль	0,05 мкмоль/моль
Максимальная концентрация частиц	1 мг/кг	1 мг/кг	1 мг/кг
Максимальный диаметр частиц	75 мкм	75 мкм	75 мкм

[a] Максимальная концентрация примесей по сравнению с общим содержанием газов должна быть определена по сухому остатку.

[b] Необходимо учесть каждый диапазон условий, чтобы определить соответствующее максимальное содержание воды в расчете на низкую предполагаемую температуру окружающей среды и высокое давление хранения.

[c] Общее содержание углеводородов измеряется по углероду (мкмоль C/моль). Общее содержание углеводородов включает в себя окисленные углеводороды, поэтому все кислородсодержащие углеводороды учитываются при измерении значений общего содержания углеводородов. Предельное значение для некоторых отдельных кислородсодержащих углеводородов (например, формальдегида и муравьиной кислоты) приведено в настоящей таблице. Для таких веществ установлены свои собственные предельные значения в зависимости от их способности ухудшить эффективность работы топливных элементов с ПОМ. Общее содержание углеводородов может превысить предел только с учетом наличия метана. В этом случае содержание метана в водородном топливе не должно превышать 5 % для топлива типа I, сорта E категории 1 и 1 % для топлива типа I, сорта E категории 2, а также 100 мкмоль/моль для топлива типа I, сорта E категории 3.

[d] Как минимум, соединения серы включают в себя H_2S, COS, CS_2 и меркаптаны, которые обычно присутствуют в природном газе.

[e] Включает, например, бромистый водород (HBr), хлористый водород (HCl), хлор (Cl_2) и органические галогениды (RX).

Примечание — Для соединений, концентрация которых нормируется с учетом общего содержания ингредиентов (т. е. общее содержание углеводородов, общее содержание соединений серы и общее содержание галогенированных соединений), сумма ингредиентов должна быть не больше значения указанного в таблице. Важно, чтобы производилось измерение общей концентрации групп таких соединений, а не концентраций одиночных ингредиентов, содержащихся в этих группах, которые впоследствии суммируются для получения общего содержания. Последний метод оценки рискует дать ложный результат. Более подробная информация изложена в разделе 7.

5.3 Отчет о результатах проверки проб

Предел обнаружения и предел определения при установленном уровне неопределенности для используемых методов анализа и инструментов должны быть представлены вместе с результатами каждого испытания и датами отбора проб.

6 Отбор проб

6.1 Объем пробы

Необходимо, чтобы количество водородного топлива в одной емкости для отбора проб было достаточным для его анализа на соответствие значениям предельных концентраций. Если одна проба не может содержать достаточное количество водорода для проведения анализа, необходимого для оценки качества топлива, следует отобрать дополнительные образцы проб, которые должны быть взяты из этой же партии при аналогичных условиях. Для проведения цикла испытаний может потребоваться большая по объему проба или образец с большим давлением.

6.2 Выбор точки отбора проб

Пограничная точка устанавливается таким образом, чтобы газообразные образцы реально соответствовали составу водородного топлива, подаваемому к топливным элементам энергоустановки.

Примечание — В приложении А представлено руководство по определению стороны, ответственной за качество водорода в точке отбора проб, а также по выбору пограничной точки.

6.3 Порядок отбора проб

Отбор проб используемого водородного топлива в емкость соответствующего размера должен осуществляться в пограничной точке через специальное соединение. Недопустимо постороннее загрязнение водородного топлива между пограничной точкой и емкостью для пробы (может использоваться соединение с продувочным клапаном). Особое внимание должно быть уделено тому, чтобы исключить возможность загрязнения отбираемого водородного топлива остаточными газами, которые могли находиться внутри емкости для отбора пробы. Для этой цели необходимо применять вакуумирование емкости.

Если вакуумирование не представляется возможным, емкость для отбора пробы должна быть очищена от возможных остаточных газов отбираемым водородным топливом с помощью многократных циклов продувки.

Отбираемые газы являются горючими и потенциально токсичными, поэтому должны быть приняты меры безопасности в соответствии с разделом 9.

6.4 Твердые частицы в газообразном водородном топливе

Твердые частицы в водородном топливе следует отбирать в пограничной точке с использованием фильтра при тех же условиях (давление и скорость потока), при которых оно фактически подается, если это целесообразно.

Должны быть приняты меры для того, чтобы пробы газа не загрязнялись частицами, поступающими от соединительного устройства и/или из окружающей атмосферы.

7 Методы анализа

7.1 Общие положения

Методы анализа следует использовать для измерения характеристик, перечисленных в таблице 1. Приложение D содержит список стандартных методов анализа.

7.2 Параметры анализа

Пределы определения в соответствии с разделом 8 для перечисленных методов анализа должны быть не более предельных концентраций для всех примесей, приведенных в таблице 1. Пределы обнаружения должны быть по крайней мере в три раза ниже, чем предельные концентрации, перечисленные в таблице 1. Для калибровки аналитических приборов, используемых для определения предельных концентраций водорода и примесей, необходимо использовать стандартные калибровочные газы, которые содержат соответствующие газообразные компоненты в подходящих концентрациях и имеют стандартизированные процедуры разбавления. Калибровочная газовая смесь должна быть подготовлена в соответствии с ISO 6142 или ISO 6145.

Калибровку измерительного оборудования проводят в соответствии с первичным эталоном, если это возможно. Аналитическое оборудование должно эксплуатироваться в соответствии с инструкциями изготовителя.

7.3 Содержание воды

Содержание воды определяют с помощью следующего оборудования:

a) емкостный измеритель влажности электростатического типа;

b) фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответствующими характеристиками, длиной волны сканирования и детектором;

c) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) с/без струйной импульсной инжекцией;

d) пьезоэлектрический абсорбционный гигрометр (например, вибрирующий кварц);

e) спектроскоп внутрирезонаторного ослабления сигнала во времени (CRDS);

f) электролитический анализатор или

g) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

С другой стороны, содержание воды можно определить с помощью анализатора точки росы, который измеряет температуру видимой поверхности в начальной точке образования влаги.

7.4 Общее содержание углеводородов

Общее содержание углеводородов (в пересчете на метан) измеряют с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с пламенно-ионизационным детектором (GC/FID);

b) пламенно-ионизационный детектор (FID) на основе анализатора общего содержания углеводородов;

c) Фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответствующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором;

d) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) с обогатительным устройством или

e) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

7.5 Содержание кислорода

Содержание кислорода измеряют с использованием следующего оборудования:

a) гальванический анализатор кислорода;

b) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией;

c) газовый хроматограф с детектором по теплопроводности (GC/TCD);

d) газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID);

e) электрохимический датчик или

f) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

7.6 Содержание гелия

Содержание гелия в водороде может быть определено с помощью газового хроматографа с детектором по теплопроводности (GC/TCD) или газового хроматографа с масс-спектрометром (GC-MS).

7.7 Содержание аргона и азота

Содержание аргона и азота измеряют с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с детектором по теплопроводности (GC/TCD);

b) газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID);

c) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией или

d) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

7.8 Содержание диоксида углерода

Содержание углекислого газа в водородном топливе можно измерять с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с каталитическим метанатором и пламенно-ионизационным детектором (GC/CM&FID);

b) газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID);

c) Фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответствующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором;

d) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией или

e) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

7.9 Содержание оксида углерода

Содержание оксида углерода в водородном топливе измеряют с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с каталитическим метанатором и пламенно-ионизационным детектором (GC/CM&FID);

b) газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID);

c) Фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответствующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором;

d) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

7.10 Общее содержание серы

Содержание неорганических и органических соединений серы должно быть определено газовым хроматографом с хемилюминесцентным детектором серы (GC/SCD).

Кроме того, могут быть использованы приборы, применяющие метод сжигания в кислородно-водородном пламени. Кислородно-водородное пламя используют для сжигания образца при высокой температуре. Продукты сгорания соединяются с перекисью водорода (водой) для превращения серы в серную кислоту, после чего определяют и вычисляют содержание серы в виде двуокиси серы. Допускается применять соответствующие методы концентрирования для достижения требуемой чувствительности.

Методы анализа, которые используются для измерения общего количества соединений серы, должны оценивать общую долю сернистых соединений.

7.11 Содержание формальдегида

Содержание формальдегидов измеряют с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с пламенно-ионизационным детектором (GC/FID);

b) газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID);

c) Фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответсвующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором;

d) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) или

e) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

Кроме того, формальдегид может быть поглощен в картридже с 2,4-динитрофенилгидразином путем пропускания пробы водорода через картридж с последующим его извлечением из картриджа с растворителем.

Если используется указанная методика, извлеченная жидкость должна быть проанализирована с применением высокоэффективной жидкостной хроматографии. Могут быть использованы соответствующие методы концентрирования примесей для достижения чувствительности.

7.12 Содержание муравьиной кислоты

Содержание муравьиной кислоты измеряют с использованием следующего оборудования:

a) Фурье-ИК-спектрометр (FTIR) с соответствующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором;

b) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) или

c) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

С другой стороны, водород может быть пропущен через соответствующий абсорбирующий раствор (например, карбоната натрия) и проанализировано содержание в нем формиат-иона ($HCOO^-$) с помощью ионного хроматографа (IC).

7.13 Содержание аммиака

Содержание аммиака должно быть определено с использованием Фурье-ИК-спектрометра (FTIR) с соответствующей оптической длиной пути, длиной волны сканирования и детектором. С другой стороны, водород может быть пропущен через соответствующий абсорбирующий раствор и проанализирован на содержание ионов аммония (NH_4^+) с помощью ионного хроматографа (IC).

7.14 Общее содержание галогенов

Метод анализа, используемый для измерения содержания галогенированных соединений, должен по возможности измерять общую долю этого ингредиента.

Содержание галогенированных соединений измеряют с использованием следующего оборудования:

a) газовый хроматограф с детектированием по захвату электронов (GC/ECD), с обогатительным устройством для HBr, HCl и Cl_2;

b) газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS), обогатительным устройством для органических галогенидов или

c) другие проверенные методы анализа, позволяющие измерять концентрации, приведенные в таблице 1.

С другой стороны, водород может быть пропущен через соответствующий абсорбирующий раствор и проанализирован на содержание фторид-ионов (F^-), хлорид ионов (Cl^-) и бромид-ионов (Br^-) с помощью ионного хроматографа (IC). Если используется этот метод, то выбор поглощающего раствора должен зависеть от предполагаемых ингредиентов. Например, если в качестве галогенированных соединений ожидается наличие F_2, Cl_2, Br_2, HF, HCl и HBr, то может быть использован раствор гидроксида натрия, но он не подойдет для органических галогенсодержащих соединений.

7.15 Концентрация твердых частиц

Концентрация твердых примесей определяется путем взвешивания частиц, отобранных фильтром в соответствии с 6.4. Концентрация частиц рассчитывается по массе потока водорода через фильтр.

7.16 Размер частиц

Размер примесей определяется исследованием структуры частиц, отобранных фильтром, как описано в 6.4, для изучения которых используется стерео-бинокулярный микроскоп малого увеличения, поляризационный световой микроскоп, сканирующий электронный микроскоп или соответствующий микроскоп другого типа. Микроскоп должен позволять наблюдать частицы размером не более 75 мкм, и в процессе исследований не должны быть обнаружены частицы диаметром не менее 75 мкм. Если используется фильтр диаметром 75 мкм, то на нем не должны быть найдены задержанные частицы.

8 Предел обнаружения и предел определения

Как правило, предел обнаружения и предел определения (количественный) основаны на отношении «сигнал-шум» аналитических приборов и стандартного отклонения (сигма) данных. Должны быть рассмотрены последствия применения методов концентрирования. В тех случаях, когда результаты анализа меньше, чем предел обнаружения, они должны быть представлены как «ниже предела обнаружения». Чтобы установить границы обнаружения и определения, должны быть подтверждены пределы обнаружения и определения, предусмотренные стандартами технического обеспечения аналитического оборудования.

В тех случаях, когда пределы обнаружения и определения не предусмотрены стандартами технического обеспечения аналитического оборудования, для определения пределов обнаружения и определения должны быть использованы среднеквадратичные отклонения 3σ и 10σ соответственно.

Примечание — В приложении D приведены сведения о пределах обнаружения и определения для методов анализа, описанных в разделе 7.

9 Безопасность

Водород является огнеопасным газом, а также может оказывать удушающее действие. Процедуры отбора образцов и анализа водорода представляют повышенную опасность. Потребители водородного топлива должны быть знакомы с особыми физическими и химическими свойствами газообразного водорода.

Кроме того, водородное топливо может содержать ингредиенты, которые являются токсичными. Должны быть приняты меры, чтобы избежать их воздействия.

Руководство по безопасному использованию водорода в газообразном и жидком виде можно найти в ISO/TR 15916.

Приложение А
(справочное)

Руководство по выбору пограничной точки

А.1 Цели применения

Рекомендации, приведенные в настоящем приложении, могут быть полезными в определении пограничной точки и стороны, ответственной за качество водорода в пограничной точке.

А.2 Определение стороны, ответственной за качество водорода в месте отбора проб

Организация снабжения водородом стационарных энергоустановок на топливных элементах может включать в себя много сторон. Может осуществляться на многосторонней основе.

Примеры, приведенные в настоящем стандарте не претендуют на исчерпывающую полноту. Поставщикам водорода следует использовать эти примеры в качестве основы для определения ответственности за качество водорода в пограничной точке и, при необходимости, дополнительных точках отбора проб.

Ниже приведены типовые поставщики водорода, стороны ответственные за поставку водорода:

- поставщик газообразного водорода (баллоны или прицепные контейнеры);
- поставщик жидкого водорода;
- поставщик водорода по трубопроводу;
- производитель водорода с использованием технологий риформинга;
- производитель водорода с использованием электролиза.

В зависимости от формы поставки водорода для обеспечения функционирования оборудования между источником водорода и энергоустановкой на основе топливных элементов может возникнуть необходимость привлечения системного интегратора. Такое оборудование может включать в себя, в зависимости от обстоятельств, следующие компоненты, как показано на рисунке А.1:

- регуляторы давления;
- хранилище жидкого водорода, насосы для криогенных жидкостей и испарители;
- буферная емкость для хранения газообразного водорода;
- дополнительные коллекторы от источника водорода до ввода энергоустановки на основе топливных элементов.

Следует отметить, что системный интегратор отвечает за качество водорода в пограничной точке непосредственно перед входом в энергоустановку на основе топливных элементов. Если системный интегратор и оператор энергоустановки на основе топливных элементов являются одной и той же стороной, то одна или несколько подходящих альтернативных точек отбора проб для проверки качественных характеристик водорода должны быть определены соглашением между поставщиком водорода и потребителем.

В некоторых случаях системный интегратор может быть также и поставщиком водорода, и в этом случае ответственность за качественные характеристики водорода в пограничной точке лежит на поставщике водорода, если иное не указано в соглашении между поставщиком водорода и потребителем.

Когда системный интегратор и поставщик водорода разные лица, то ответственность за качественные характеристики водорода в пограничной точке лежит на системном интеграторе. В таких случаях требования для подаваемого водорода (периодичность измерений, концентрация примесей и интерфейс точки отбора проб) должны быть определены соглашением между поставщиком водорода, системным интегратором и потребителем.

Может случиться так, что поставщик водорода самостоятельно обеспечивает некоторые аспекты системной интеграции, но непосредственно не взаимодействует с энергоустановкой на основе топливных элементов. В таких случаях поставщик водорода ответственен за обеспечение качественных характеристик водорода на границе взаимодействия поставщика с дополнительным оборудованием, которое подключается к энергоустановке на основе топливных элементов, в то время как интегратор, взаимодействующий с энергоустановкой на топливных элементах, отвечает за качество водорода в пограничной точке. Требования к водороду (периодичность измерений, концентрация примесей) в каких-либо дополнительных точках отбора проб должны быть определены соглашением между системным интегратором и поставщиком водорода.

Там, где обслуживание системы осуществляется с помощью дополнительного участника, требования к обеспечению качества водорода после такого технического обслуживания должны быть определены соглашением между системным интегратором, стороной, ответственной за техническое обслуживание и оператором энергоустановки на основе топливных элементов.

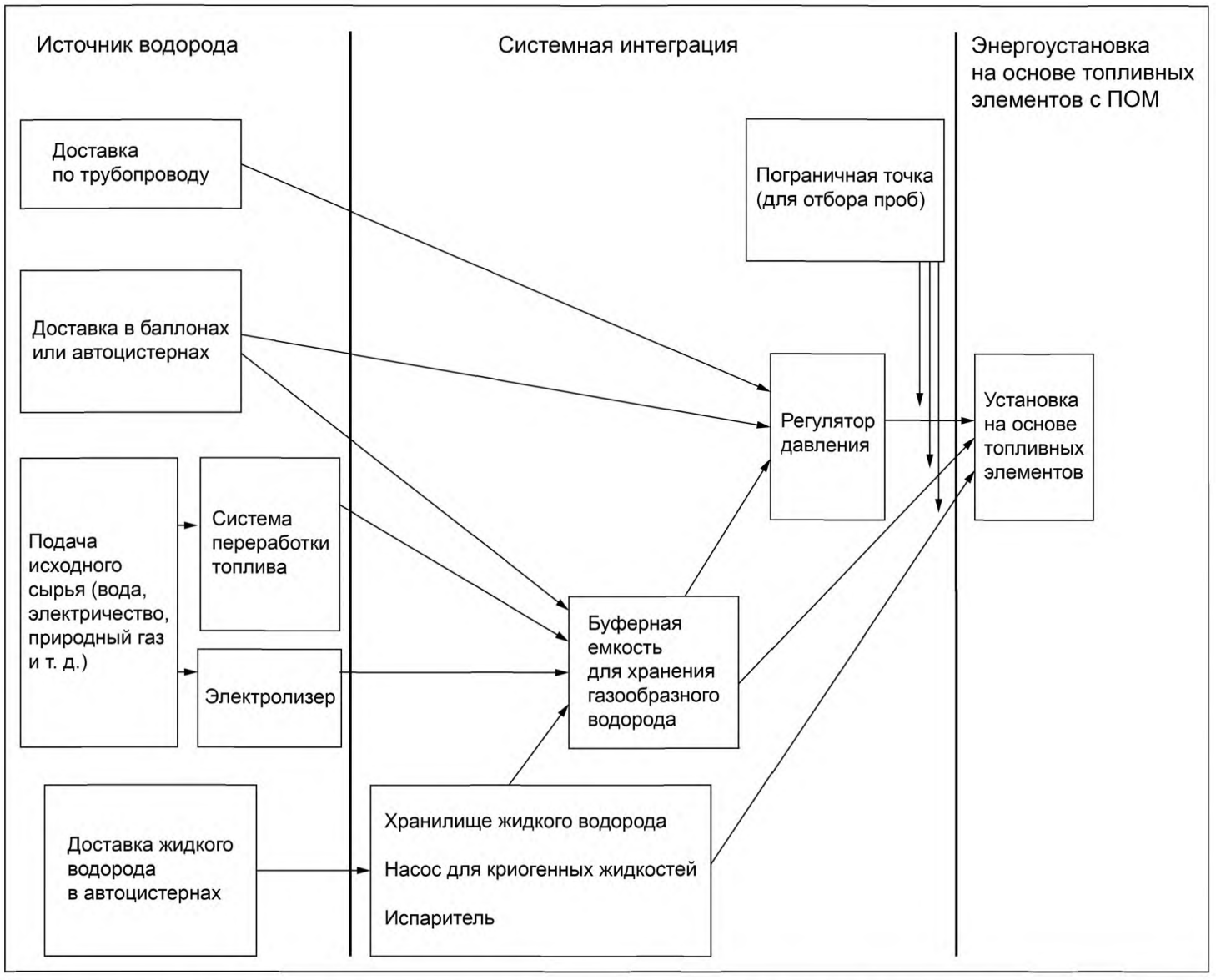
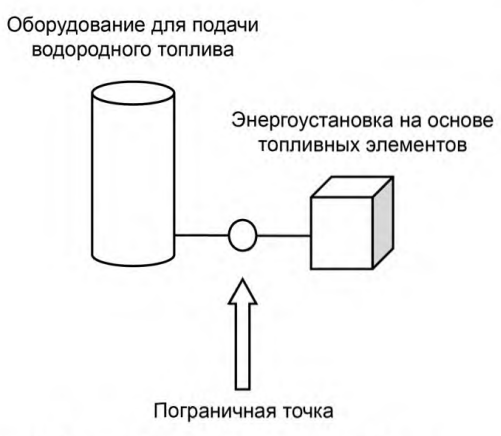


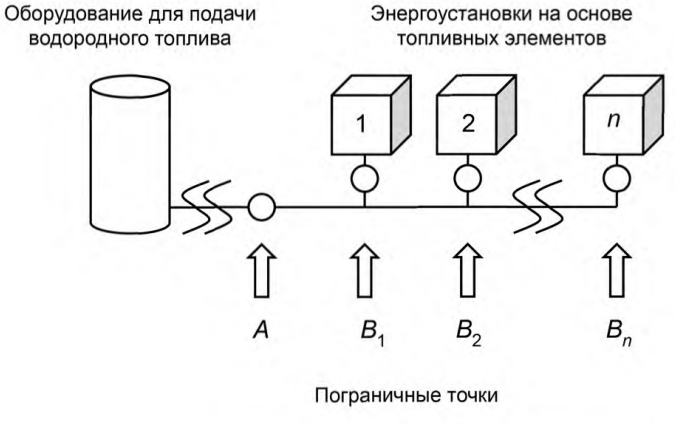
Рисунок А.1 — Примеры подачи водорода в энергоустановку на основе топливных элементов и положение пограничной (граничной) точки для отбора проб

А.3 Выбор точки отбора проб

В случае одной энергоустановки на основе топливных элементов, как показано на рисунке А.2 а), пограничная точка должна быть как можно ближе к вводу топлива в энергоустановку на основе топливных элементов.



а) Единичная энергоустановка на основе топливных элементов



б) Несколько параллельно соединенных энергоустановок на основе топливных элементов

Рисунок А.2 — Расположение точки отбора проб

В случае нескольких параллельно соединенных энергоустановок на основе топливных элементов, как показано на рисунке А.2 б), расположение пограничной точки должно быть определено соглашением между системным интегратором и оператором энергоустановки на основе топливных элементов в соответствии с национальными нормативами.

Примеры расположения точки отбора проб могут включать в себя:

- пограничную точку *А* — питание для энергоустановок на основе топливных элементов с 1-й по *n*-ю;
- одну пограничную точку между B_1 и B_n, расположение которой подразумевает наличие наихудших характеристик;
- все граничные точки с B_1 до B_n.

Приложение В
(справочное)

Обоснование списка примесей в водородном топливе, концентрации которых должны быть измерены

В.1 Содержание воды

Вода (H_2O), как правило, не влияет на функционирование топливного элемента, но она может быть источником водорастворимых примесей, таких как K^+ и Na^+ в виде аэрозолей. Для топлива категории 3 содержание K^+ и Na^+ рекомендовано не выше 0,05 мкмоль/моль. Кроме того, вода негативно влияет на работу топливного элемента и клапанов при отрицательных температурах окружающей среды. Вода должна оставаться в парообразном состоянии при всех температурах окружающей среды.

В.2 Общее содержание углеводородов

Различные углеводороды оказывают влияние на производительность топливных элементов. Как правило, ароматические углеводороды адсорбируются на поверхности катализатора сильнее, чем алканы, ингибируя доступ водорода. Метан (CH_4) считается инертным газом, но его наличие снижает содержание водорода в топливе.

В.3 Содержание кислорода

Кислород (O_2) в малых концентрациях не оказывает негативного влияния на работу энергоустановки на основе топливных элементов, но высокая концентрация кислорода вызывает деградацию топливного элемента.

В.4 Концентрация гелия, азота и аргона

Инертные компоненты, такие как гелий (He), азот (N_2) и аргон (Ar) не оказывают негативного влияния на функционирование компонентов топливного элемента или энергоустановки на основе топливных элементов, но они снижают содержание водорода в топливе.

В.5 Содержание углекислого газа

Углекислый газ (CO_2) обычно не влияет на функционирование топливных элементов. Однако он уменьшает содержание водорода в топливе, снижая тем самым эффективность энергоустановки на основе топливных элементов в целом. Высокое содержание CO_2 в водородном топливе (>1000 ppm) будет способствовать образованию CO, что в зависимости от выбора материала и/или конструкции системы может воздействовать на производительность топливного элемента.

В.6 Содержание оксида углерода

Оксид углерода (CO) является сильным каталитическим ядом, который негативно влияет на производительность топливного элемента. Его содержание должно поддерживаться на очень низком уровне концентрации в водородном топливе. В установках, использующих технологии риформинга (категории 1 и 2), воздействие более высоких концентраций CO должно смягчаться за счет выбора материала и/или конструкции системы, а также условий ее эксплуатации. Долговременное воздействие CO на топливные элементы является негативным фактором, особенно для топливных элементов с низким содержанием катализатора.

В.7 Общее содержание серы

Серосодержащие соединения являются каталитическими ядами, которые даже в небольшом количестве могут вызвать необратимое ухудшение характеристик топливного элемента. Необходимо минимизировать содержание соединений серы, осуществлять контроль за их содержанием. В первую очередь речь идет об ингредиентах, таких как сероводород (H_2S), сульфид карбонила (COS), сероуглерод (CS_2) и меркаптаны (например, метилмеркаптан), которые могут присутствовать в водороде, полученном риформингом природного газа. Рекомендуется контролировать общее содержание серы. Электроды с низким содержанием катализатора особенно восприимчивы к каталитическому отравлению примесями.

В.8 Содержание формальдегида и муравьиной кислоты

Формальдегид (HCHO) и муравьиная кислота (HCOOH) имеют такое же влияние на производительность топливных элементов, как CO, и поэтому рассматриваются как загрязняющие вещества с обратимым влиянием. Влияние HCHO и HCOOH на производительность топливного элемента может быть более вредным, чем влияние CO из-за более медленной кинетики восстановления и их предельные значения ниже, чем у CO. Электроды с низким содержанием катализатора особенно восприимчивы к каталитическому отравлению примесями.

В.9 Содержание аммиака

Аммиак (NH_3) вызывает некоторое необратимое снижение производительности топливного элемента за счет загрязнения протонообменной мембраны/иономера и реакции с протонами в мембране/иономере с образованием

ионов NH_4^+. Данные испытаний по стойкости к аммиаку должны включать ионообменную емкость мембраны и/или электродов. Более низкое содержание катализатора означает более низкую ионообменную емкость внутри электрода.

В.10 Общее содержание галогенированных соединений

Гомогенизированные соединения вызывают необратимое снижение производительности. Их потенциальные источники — процессы хлор-щелочного производства, хладагенты, используемые в обработке, и моющие средства.

В.11 Частицы

Максимальная концентрация частиц и их размеры указаны для того, чтобы фильтры не забивались и/или твердые частицы не проникали в энергоустановку на основе топливных элементов с ПОМ и не влияли на работу клапанов и топливных элементов. Ионы калия и натрия, присутствующие в аэрозолях, приводят к необратимому ухудшению производительности, загрязняя протоно-обменную мембрану/иономер.

Железосодержащие частицы даже при очень низких концентрациях наносят ущерб мембране/иономеру.

Приложение С
(справочное)

Короткоцикловая адсорбция и возможность применения наличия CO в качестве индикатора присутствия примесей

С.1 Индикатор присутствия примесей: основные примеси в водороде, полученном различными способами, и процесс очистки

При производстве и очистке в системах SMR-PSA CO может служить индикатором присутствия других примесей, перечисленных в таблице 1. CO может служить индикатором наличия других химических компонентов, потому что он имеет самую высокую вероятность присутствия в топливе. Подтверждение того, что концентрация CO меньше заданного предела, означает, что другие примеси, кроме инертных газов, присутствуют в меньшем количестве их допустимых концентраций.

Максимальное содержание инертных газов в произведенном водороде оценивается с помощью содержания таких газов в сырье, указанного поставщиком, по увеличению потока в установке парового риформинга и уменьшению расхода в установке короткоцикловой адсорбции. Увеличение потока в установке парового риформинга и уменьшение потока в установке короткоцикловой адсорбции, могут быть рассчитаны по составу сырья, соотношению пара к углероду и коэффициенту конверсии водорода.

С.2 Контроль индикатора присутствия примесей непосредственно в контуре

Контроль CO непосредственно в контуре рекомендуется для того, чтобы показать, что его содержание в водородном топливе меньше допустимого значения. Это свидетельствует о том, что содержание других загрязняющих веществ меньше, чем их требуемое значение. С этой целью могут быть использованы коммерчески доступные инфракрасные анализаторы CO. В случае систем SMR-PSA анализатор должен быть помещен только после системы SMR-PSA, чтобы избежать загрязнения оборудования ниже по потоку.

С.3 Анализ проб продукта

Рекомендуется проводить отбор проб водорода и их лабораторный анализ на определение наличия всех видов примесей, перечисленных в таблице 1, с целью дублирования контроля содержания CO непосредственно в контуре. Образец продукта должен быть взят в пограничной точке. Частота отбора проб и анализа определяется поставщиком водорода. Должны быть применены методы анализа, описанные в разделах 6 и 7.

Приложение D
(справочное)

Пределы обнаружения и пределы определения параметров водородного топлива

D.1 Общие положения

Настоящее приложение представляет перечень значений пределов обнаружения и пределов определения для методов анализа, применяемых для проверки водородного топлива на соответствие требованиям, перечисленным в таблице D1. Таблица D.1 содержит перечни пределов обнаружения и пределов определения методов анализа. Информация в таблице может измениться в силу того, что технологии анализа и соответствующее оборудование продолжают развиваться.

Таблица D.1 — Предлагаемые методы анализа с пределами обнаружения и пределами определения

Примесь	Метод анализа	Предел обнаружения мкмоль/моль (если не указано иное)	Предел определения мкмоль/моль (если не указано иное)	Пример методов испытаний, которые могут быть использованы
Вода (H_2O)	Анализатор точки росы	0,5	1,7	JIS K0225
	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией	1	3	ASTM D7649—10 JIS K0123
	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) с прямым впрыском (инжекцией)	0,8	2,4	NPL Report AS 64
	Пьезоэлектрический абсорбционный гигрометр (например, вибрирующий кварц)	0,02	0,07	JIS K0225
	Емкостной измеритель влажности электростатического типа	0,04	0,1	JIS K0225
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,121	0,43	ASTM D7653—10 JIS K0117
	Спектроскоп внутрирезонаторного ослабления сигнала во времени (CRDS)	0,01	0,03	NPL Report AS 64
Общее количество углеводородов (C1)	Пламенно-ионизационный детектор (FID)	0,1	0,3	ASTM D7675—11
	Газовый хроматограф с пламенно-ионизационным детектором (GC/FID)	0,01—0,1	0,03—1,0	JIS K0114
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,01	0,03	JIS K0117
Кислород (O_2)	Гальванический измеритель кислорода	0,01	0,03	JIS K0225
	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией	1	3	ASTM D7649—10
	Газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID)	0,006	0,018	NPL Report AS 64
	Газовый хроматограф с детектором по теплопроводности (GC/TCD)	3	9	NPL Report AS 64
	Электрохимический датчик	0,1	0,3	ASTM D7607—11

Продолжение таблицы D.1

Примесь	Метод анализа	Предел обнаружения мкмоль/моль (если не указано иное)	Предел определения мкмоль/моль (если не указано иное)	Пример методов испытаний, которые могут быть использованы
Гелий (He)	Газовый хроматограф с детектором по теплопроводности (GC/TCD)	3—5	10—15	ASTM D1945—03 JIS K0114
	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS)	10	30	JIS K0123
Азот (N_2), Аргон (Ar)	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией	5 (N_2), 1 (Ar)0,03	15 (N_2), 3 (Ar)0,01	ASTM D7649—10 JIS K0123
	Газовый хроматограф с детектором по теплопроводности (GC/TCD)	1—3	3—10	JIS K0114
	Газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID)	0,001	0,01	JIS K0114
Углекислый газ (CO_2)	Газовый хроматограф с масс-спектрометром (GC-MS) со струйной импульсной инжекцией	0,5 0,01	1,5 0,03	ASTM D7649—10 JIS K0123
	Газовый хроматограф с каталитическим метанатором и пламенно-ионизационным детектором и метанатором (GC/FID&M)	0,01	0,03	JIS K0114
	Газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID)	0,001	0,01	JIS K0114
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,01 0,02	0,03 0,06	ASTM D7653—10 JIS K0117
Оксид углерода (CO)	Газовый хроматограф с каталитическим метанатором и пламенно-ионизационным детектором и метанатором (GC/FID&M)	0,01	0,03	JIS K0114
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,01 0,1	0,03 0,3	ASTM D7653—10 JIS K0117
	Газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID)	0,001	0,01	JIS K0114
Общее количество соединений серы	Ионный хроматограф (IC) с обогатительным устройством	0,0001—0,001	0,0003—0,004	JIS K0127
	Газовый хроматограф с хемилюминесцентным детектором серы (GC/SCD) с обогатительным устройством	0.00002 0,001	0.00006 0,003	ASTM D7652—11 JIS K0114
	Газовый хроматограф с хемилюминесцентным детектором серы (GC/SCD) без обогатительного устройства	0,001	0,003	NPL Report AS 64
Формальдегид (HCHO)	Высокоэффективная жидкостная хроматография с 2,4-динитрофенилгидразином (DNPH/HPLC)	0,002—0,01	0,006—0,03	JIS K0124
	Газовый хроматограф с гелий-ионизационным детектором импульсного разряда (GC/PDHID)	0,01	0,03	JIS K0114
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,02 0,01	0,06 0,03	ASTM D7653—10 JIS K0117

Окончание таблицы D.1

Примесь	Метод анализа	Предел обнаружения мкмоль/моль (если не указано иное)	Предел определения мкмоль/моль (если не указано иное)	Пример методов испытаний, которые могут быть использованы
Муравьиная кислота (HCOOH)	Ионный хроматограф (IC)	0,001—1 0,002—0,01	0,003—3 0,006—0,03	ASTM D7550—09 JIS K0127
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,02 0,01	0,06 0,03	ASTM D7653—10 JIS K0117
Аммиак (NH_3)	Ионный хроматограф (IC) с обогатительным устройством	0,001—0,01	0,003—0,03	JIS K0127
	Фурье-ИК-спектрометр (FTIR)	0,02 0,01	0,06 0,03	ASTM D7653—10 JIS K0117
Общее количество галогенированных соединений	Ионный хроматограф (IC) с обогатительным устройством	0,05	0,17	JIS K0101,JIS K0127
Максимальная концентрация частиц	Гальванометрический	0,005 мг/кг	0,015 мг/кг	ASTM D7651—10JIS Z8813

D.2 Методы отбора проб

ASTM D7606-11 и ASTM D7650-10 являются примерами методов отбора проб, которые могут быть использованы для отбора проб водорода.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов ссылочным межгосударственным стандартам

Таблица ДА

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего межгосударственного стандарта
ISO 6142	—	*
ISO 6145	—	*
ISO 14687-1	—	*
ISO 14687-2	—	*
IEC/TS 62282-1	—	*
* Соответствующий межгосударственный стандарт отсутствует.		

Библиография

[1] ISO/TR 15916, Basic considerations for the safety of hydrogen systems (Основные требования безопасности водородных систем)

[2] ASTM D1945-03, Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography (Стандартный метод анализа природного газа с помощью газовой хроматографии)

[3] ASTM D7550-09, Standard Test Method for Determination of Ammonium, Alkali and Alkaline Earth Metals in Hydrogen and Other Cell Feed Gases by Ion Chromatography (Стандартный метод определения аммония, щелочных и щелочноземельных металлов в водороде и других подаваемых в топливный элемент газах с помощью ионной хроматографии)

[4] ASTM D7606-11, Standard Practice for Sampling of High Pressure Hydrogen and Related Fuel Cell Feed Gases (Стандартный метод отбора проб водорода под высоким давлением и других газов, связанных с питанием топливного элемента)

[5] ASTM D7607-11, Standard Test Method for Analysis of Oxygen in Gaseous Fuels (Electrochemical Sensor Method) (Стандартный метод определения кислорода в газообразных топливах (Метод электрохимического сенсора))

[6] ASTM D7649-10, Standard Test Method for Determination of Trace Carbon Dioxide, Argon, Nitrogen, Oxygen and Water in Hydrogen Fuel by Jet Pulse Injection and Gas Chromatography/Mass Spectrometer Analysis (Стандартный метод определения следов диоксида углерода, аргона, азота, кислорода и воды в водородном топливе с помощью струйной импульсной инжекции и газовой хроматографии/масс-спектрометрией)

[7] ASTM D7650-10, Standard Test Method for Sampling of Particulate Matter in High Pressure Hydrogen used as a Gaseous Fuel with an In-Stream Filter (Стандартный метод отбора проб твердых частиц в водороде высокого давления используемого в качестве топлива фильтра в потоке)

[8] ASTM D7651-10, Standard Test Method for Gravimetric Measurement of Particulate Concentration of Hydrogen Fuel (Стандартный метод гравиметрических измерений концентрации твердых частиц в водородном топливе)

[9] ASTM D7652-11, Standard Test Method for Determination of Trace Hydrogen Sulfide, Carbonyl Sulfide, Methyl Mercaptan, Carbon Disulfide and Total Sulfur in Hydrogen Fuel by Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection (Стандартный метод определения следов сероводорода, карбонильного сульфида, метилмеркаптана, сероуглерода и общего содержания серы в водородном топливе с помощью газовой хроматографии и хемилюминесцентного метода обнаружения)

[10] ASTM D7653-10, Standard Test Method for Determination of Trace Gaseous Contaminants in Hydrogen Fuel by Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy (Стандартный метод определения следов газообразных загрязняющих веществ в водородном топливе с помощью ИК-Фурье спектроскопии)

[11] ASTM D7675-11, Standard Test Method for the Determination of Total Hydrocarbons in Hydrogen by FID Based Total Hydrocarbon (THC) Analyzer (Стандартный метод определения общего количества углеводородов в водороде с помощью анализатора общего содержания углеводородов на основе FID)

[12] JIS K0101, Testing methods for industrial water (Испытательные методы для технической воды)

[13] JIS K0114, General rules for gas chromatographic analysis (Общие правила по анализу с помощью газовой хроматографии)

[14] JIS K0117, General rules for infrared spectrophotometric analysis (Общие правила для инфракрасного спектрофотометрического анализа)

[15] JIS K0123, General rules for gas chromatography/mass spectrometry (Общие правила по аналитическим методам в газовой хроматографии/масс-спектрометрии)

[16] JIS K0124, General rules for high performance liquid chromatography (Общие правила по высокоэффективной жидкостной хроматографии)

[17] JIS K0127, General rules for ion chromatographic analysis (Общие правила по ион-хроматографическому анализу)

[18] JIS K0225, Testing methods for determination of trace components in diluent gas and zero gas (Испытательные методы для определения следовых компонентов в разжижающем газе и нулевом проверочном газе)

[19] JIS Z8813, Measuring methods for suspended particulate matter concentration in air-general requirements (Методы измерения концентрации взвешенных твердых частиц в воздухе. Общие требования)

[20] NPL Report AS 64, Methods for the analysis of trace-level impurities in hydrogen for fuel cell applications NPL (Методы анализа микропримесей в водороде для применения в топливных элементах)

[21] Akai M., Uchida H., Tatsumi M., Watanabe S. Influences of Impurities in Hydrogen on Fuel Cell Performance, 15th World Hydrogen Energy Conference 30C-05, 2004 (Влияния примесей в водороде на работоспособность топливных элементов, 15 Всемирная конференция водородной энергетики 30 С-05, 2004)

[22] Angelo M., Bender G., Dorn S., Bethune K., Hossain T., Posey D. et al. The Impacts of Repetitive Carbon Monoxide Poisoning on Performance and Durability of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell. ECS Trans. 2008, 16 (2) p. 669 (Влияние повторяющихся воздействий угарным газом на производительность и долговечность протонообменной мембраны топливных элементов, 2008, 16 (2) стр. 669)

УДК 006.82:006.354 МКС 27.075 ОКП 21 1420 IDT

Ключевые слова: водород, смесь водорода и природного газа, транспортные средства, компоненты топливной системы

БЗ 5—2016/66

Редактор *Р.Г. Говердовская*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Ю.М. Прокофьева*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 20.07.2017. Подписано в печать 07.08.2017. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,95. Тираж 22 экз. Зак. 1293.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru