

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений  
№ 76829-19

Срок действия утверждения типа до 10 декабря 2029 г.

НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ  
Системы измерительные газоаналитические ЭМИ-М1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ  
Общество с ограниченной ответственностью «ЭМИ-Прибор» (ООО «ЭМИ-Прибор»),  
г. Санкт-Петербург

ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ

-

КОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА  
ОС

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
МП 29-221-2024

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Срок действия утвержденного типа средств измерений продлен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 сентября 2024 г. N 2289.

Заместитель Руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,  
хранится в системе электронного документооборота  
Федерального агентства по техническому регулированию и  
метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A  
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович  
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р.Лазаренко

«04» октября 2024 г.

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «28» мая 2024 г. № 1302

Регистрационный № 76829-19

Лист № 1  
Всего листов 16

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1»**

**Назначение средства измерений**

Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1» (далее по тексту – СИГ) предназначены для автоматического и непрерывного измерения содержания кислорода, горючих газов и концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, наружных установок и открытых пространств промышленных объектов, путем измерительных преобразований данных, получаемых со стационарных газоанализаторов, передаваемых по проводным линиям связи в центральное устройство, отображении этой информации, формированию сигналов об аварийной ситуации при достижении концентрации этих веществ предельно допускаемых значений.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИГ определяется входящими в её состав первичными измерительными преобразователями (далее по тексту ПИП) – газоанализаторами (далее по тексту – ГА):

- для измерения содержания взрывоопасных углеводородных газов и диоксида углерода в газоанализаторы устанавливаются оптические сенсоры, принцип действия которых основан на избирательном поглощении инфракрасного излучения молекулами углеводородов в области длин волн от 3,1 до 3,4 мкм и диоксида углерода в области 4,2 мкм.

- для измерения содержания кислорода, водорода и токсичных газов в газоанализаторы устанавливаются электрохимические сенсоры, принцип измерения которых основан на измерении тока, вырабатываемого при взаимодействии чувствительного элемента сенсора с целевым газом.

- для измерения предельно допустимых концентраций паров органических соединений, токсичных и предельно допустимых концентраций углеводородных газов, в газоанализаторы устанавливаются фотоионизационные сенсоры, принцип измерения которых основан на измерении тока, возникающего при ионизации молекул целевого газа ультрафиолетовым излучением.

СИГ являются автоматической стационарной системой непрерывного действия.

СИГ имеют модульную конструкцию, включающую в себя:

- цифровую аппаратуру (модули) со специальным ПО для передачи информации на ПК (или систему верхнего уровня) – центральное устройство (далее - ЦУ);

- первичные измерительные преобразователи – газоанализаторы (ГА).

ЦУ отличаются по конструкции, параметрам электропитания, потребляемой мощности, количеству и видам измерительных каналов, видам и количеству выходных сигналов, наличию дисплея, способности сохранять измеренные значения на съёмный носитель и т.д.

Функционально СИГ состоят из измерительных каналов (далее по тексту - ИК), предназначенных для измерений концентрации газов.

Измеренный сигнал с ГА поступает на ЦУ либо в аналоговой от 4 до 20 мА, либо в цифровой (RS-485, HART) форме. В случае передачи сигнала в аналоговой форме, поступающий от ГА сигнал преобразуется аналогово-цифровым преобразователем (АЦП) ЦУ в цифровой код. Собранный с ГА информация собирается ЦУ и передаётся в систему верхнего уровня или на ПК пользователя.

В качестве первичных преобразователей - газоанализаторов могут применяться:

- газоанализаторы стационарные ИГМ-10ИК и ИГМ-10Э (рег. № 71045-18);
- газоанализаторы стационарные ИГМ-11 (рег. № 70204-18);
- газоанализаторы стационарные ИГМ-12, ИГМ-13 (рег. № 66815-17);
- газоанализаторы стационарные ИГМ-12М (рег. № 75198-19);
- газоанализаторы стационарные ИГМ-13М (рег. № 72341-18);
- датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС–210, ДГС ЭРИС–230 (рег. № 61055-15);
- газоанализаторы стационарные Газконтроль (рег. № 67991-17);
- газоанализаторы Оптик ИК, Оптимус ИК (рег. № 62288-15);
- газоанализаторы стационарные ИГМ-14 (рег. № 89683-23);
- газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификаций СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15);
- газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификаций СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16).

Допускается применять только те модели указанных типов ГА, для которых значения пределов допускаемой основной погрешности и предела допускаемого времени установления показаний, указанные в описании типа на газоанализаторы, не превышают значений, указанных в таблицах 4 - 5.

В качестве ЦУ применяются: «ЭМИ ССД-1М»; «ЭМИ ССД-2М»; модули аналогового ввода МВ 210-101, модули аналогового ввода МВ 110 (производства ООО «Овен»).

Конструкция ЦУ не требует дополнительной защиты от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

Место установки ГА - взрывоопасные зоны согласно маркировке взрывозащиты, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом. При этом приборы имеют взрывонепроницаемую оболочку типа «d» и не требуют искробезопасного подключения. Маркировка взрывозащиты приведена в описаниях типа на утверждённые типы ГА, входящих в состав ИК СИГ. Место установки ЦУ – вне взрывоопасной зоны, т.е. в местах, в которых образование взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом невозможно.

Цвет корпусов комплектующих СИГ определяется потребителем.

Заводской номер СИГ наносится на шильд, закрепленный на корпусе ЦУ, и имеет цифровой формат. Способ нанесения маркировки – лазерная гравировка или альтернативный способ.

Ограничение доступа к метрологически значимым элементам СИГ осуществляется путем нанесения неснимаемых пломб-бирок с изображением логотипа изготовителя на ГА, исключаящих вскрытие модуля установки газового сенсора без их повреждения.

Нанесение знака поверки на СИГ не предусмотрено.

Общий вид ЦУ «ЭМИ ССД-1М»; МВ 210-101; МВ 110; «ЭМИ ССД-2М» с указанием мест нанесения заводских номеров представлен на рисунках 1-4; общий вид газоанализаторов с указанием мест нанесения заводского номера, схемы пломбировки от несанкционированного доступа, приведены в описаниях типа на утверждённые типы газоанализаторов.

Место нанесения заводского номера СИГ, заводского номера ЦУ

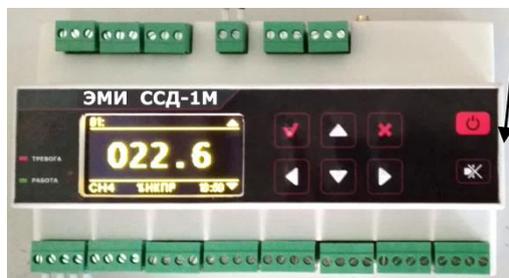


Рисунок 1 – Общий вид ЦУ «ЭМИ ССД-1М» с указанием мест нанесения заводских номеров СИГ и ЦУ



Рисунок 2 – Общий вид модуля аналогового ввода МВ 210 с указанием мест нанесения заводских номеров СИГ и ЦУ



Рисунок 3 – Общий вид модуля аналогового ввода МВ 110 с указанием мест нанесения заводских номеров СИГ и ЦУ



Место нанесения заводского номера СИГ  
Место нанесения заводского номера ЦУ



Рисунок 4 – Общий вид ЦУ «ЭМИ ССД-2М» с указанием мест нанесения заводских номеров СИГ и ЦУ

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) не разделено на метрологически значимую и незначимую части и включает в себя специализированное ПО, которое поставляется на диске с файлом лицензии и устанавливается на аппаратуре верхнего уровня (на рабочем месте оператора). После установки ПО не вносит дополнительных погрешностей, поскольку вычислительные операции в системе используются только для алгебраических преобразований, а метрологические характеристики ИК нормированы в целом, с учетом работы ПО. Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных воздействий в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «высокий».

В зависимости от применяемого ЦУ, ПО СИГ имеют следующие идентификационные данные, приведенные в таблицах 1-3.

Таблица 1– Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «ЭМИ ССД-1М» и «ЭМИ ССД-2М»»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ЦУ «ЭМИ ССД-1М»	ЦУ «ЭМИ ССД-2М»
Идентификационное наименование ПО	IGM_SSD-1_v1.01.hex	IGM_SSD-2M_v1.0.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	IGM SSD-1 v1.01 01.10.19 12:00:00 CRC:B9DF	SSD-2M v1 2023
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.		

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода МВ 110»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение Модули аналогового ввода МВ 110-Х.2А	МВ 110_v1_04.hex	не ниже VI.04	1713B057027 18976B24827 C182F3B55B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода МВ110-Х.8А	MV110-8A_2_07_factory.hex	не ниже 2.07	2E34572AE2F B58AB953EE1 B60CA8B75B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода МВ110-Х.2АС	МВ110-224.2АС_dsPIC33_1.05.hex	не ниже VI.05	40F467AC095 B92ED39BE0 AF3572A7965	MD5
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.				

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода МВ 210-101»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО МК ПО_factoryPacket_MB210
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.15.4
Цифровой идентификатор ПО	-

Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4-7.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИГ цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 %		±0,5 %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,0 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 10 до 50 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 9 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,9 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 9 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %		
Оптические датчики					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	5
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	±5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
св. 2,0 до 5 %		-	±5 %		
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) <sup>3)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-	20 <sup>4)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> ) <sup>3)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-	20 <sup>4)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %)		±5 % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводородов <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Фотоионизационные датчики					

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ]	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Моноэтаноламин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)	от 0 до 2 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,05 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>	-	±20%	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,05 млн <sup>-1</sup>	-	
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	±20%	
<b>Термокаталитические датчики</b>					
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2,2 %)		±3 % НКПР (±0,13 %)	-	10
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2,2 %)		±5 % НКПР (±0,22 %)	-	10
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 0,85 %)		±3 % НКПР (±0,05 %)	-	10
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 0,85 %)		±5 % НКПР (±0,09 %)	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2 %)		±3 % НКПР (±0,12 %)	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2 %)		±5 % НКПР (±0,2 %)	-	10

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
<p><sup>1)</sup> Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии ГОСТ 31610.20-1-2020.</p> <p><sup>2)</sup> В нормальных условиях измерений.</p> <p><sup>3)</sup> Метрологические характеристики СИГ приведены для цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART) при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15) или СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. №. 65884-16).</p> <p><sup>4)</sup> Предел допускаемого времени установления показаний T<sub>0,9</sub> для цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART) при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов ИГМ-14 (рег. № 89683-23), СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15), СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. №. № 65884-16).</p> <p><sup>5)</sup> Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида. Поверочным компонентом для всех диапазонов измерений является пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>).</p> <p><sup>6)</sup> Газоанализаторы в диапазоне от 50 до 100 % НКПР могут применяться в качестве индикаторов.</p> <p>Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн<sup>-1</sup>, в единицы массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>, и наоборот, проводят по формуле: <math>C=Y \times M/Vm</math> (или <math>Y= C \times Vm/M</math>), где C - массовая концентрация компонента, мг/м<sup>3</sup>; Y – объемная доля компонента, млн<sup>-1</sup>; M - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм<sup>3</sup>/моль.</p>				

Таблица 5 – Метрологические характеристики аналоговых ИК от 4 до 20 мА

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 %		$\pm(0,5+1,015 \times C^{3}) \%$	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 4,6$ млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	$\pm 11,5 \%$	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 4,6$ млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	$\pm 11,5 \%$	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 1,6$ млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5 \%$	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 0,58$ млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 11,5 \%$	
	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 1,2$ млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 10 до 50 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 11,5 \%$	
от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 0,58$ млн <sup>-1</sup>	-	30	
	св. 5 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 11,5 \%$		
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 4,4$ млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5 \%$	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 4,4$ млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5 \%$	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 9 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 1,0$ млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 9 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 11,5 \%$	
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 4,4$ млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5 \%$	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %		
Оптические датчики					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,12 %	-	5
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,12 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	6,5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,12 %	-	5
св. 2,0 до 5 %		-	6,5 %		
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) <sup>4)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	20 <sup>5)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±11,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> ) <sup>4)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	20 <sup>5)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±11,5 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %)		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Сумма углеводородов <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %		
Фотоионизационные датчики					
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,22 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ]	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,22 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10,75 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Моноэтаноламин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)	от 0 до 2 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,054 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,054 млн <sup>-1</sup>	-	
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Термокаталитические датчики					
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2,2 %)	±(3,0+0,015×C <sup>3)</sup> % НКПР (±(0,13+0,015×C <sup>3)</sup> %)	-	10	
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2,2 %)	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> % НКПР (±(0,22+0,015×C <sup>3)</sup> %)	-	10	
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 0,85 %)	±(3,0+0,015×C <sup>3)</sup> % НКПР (±(0,05+0,015×C <sup>3)</sup> %)	-	10	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %	
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 0,85 %)	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР (±(0,09+0,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2 %)	±(3,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР (±(0,12+0,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2 %)	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР (±(0,2+0,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	10

<sup>1)</sup> Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.

<sup>2)</sup> В нормальных условиях измерений.

<sup>3)</sup> С – значение объёмной доли подаваемого компонента, % (% НКПР).

<sup>4)</sup> Метрологические характеристики СИГ приведены для аналоговых ИК от 4 до 20 мА при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15) или СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16).

<sup>5)</sup> Предел допускаемого времени установления показаний T<sub>0,9</sub> для аналоговых ИК от 4 до 20 мА при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов ИГМ-14 (рег. № 89683-23), СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15), СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16) составляет 20 с.

<sup>6)</sup> Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида. Поверочным компонентом для всех диапазонов измерений является пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>).

<sup>7)</sup> Газоанализаторы в диапазоне от 50 до 100 % НКПР могут применяться в качестве индикаторов.

Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн<sup>-1</sup>, в единицы массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>, и наоборот, проводят по формуле:  $C=Y \times M/Vm$  (или  $Y= C \times Vm/M$ ), где С - массовая концентрация компонента, мг/м<sup>3</sup>; Y – объемная доля компонента, млн<sup>-1</sup>; М - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм<sup>3</sup>/моль.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерительных каналов определяются как пределы допускаемой дополнительной погрешности ГА (в соответствии с ОТ на ГА).

Основные технические характеристики СИГ

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха без конденсации, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 100,0±3,3
Средняя наработка до отказа, ч	100 000
Средний срок службы, лет	20*
*При проведении капитального ремонта с полным восстановлением ресурса через 10 лет.	

Таблица 7 – Основные технические характеристики ЦУ

Наименование характеристики	Значение			
	ЭМИ ССД-1М	ЭМИ ССД-2М	ОВЕН МВ110 224.2А	ОВЕН МВ210 224.8А
<b>Измерительные каналы и выходные сигналы</b>				
Количество измерительных каналов:				
Аналоговый 4-20 мА	8	16	2	8
Цифровой HART	8	-	-	-
Цифровой RS-485	32	-	-	-
Выходные сигналы	- RS-485 или RS-232 <sup>1)</sup> - 1 шт. - реле – 3 шт. - Bluetooth (радиоканал) <sup>2)</sup> - LoRa (радиоканал) <sup>2)</sup>	- RS-485 - 1 шт. - реле П 1 – 16 шт. - реле П 2 – 16 шт. - реле П 3 – 1 шт. - Исправность – 1 шт.	RS-485 – 1 шт.	Ethernet – 2 шт.
<b>Параметры электропитания</b>				
Номинальное напряжение питания постоянного тока, В	24	24 <sup>6)</sup>	24	24
Диапазон питающих напряжений постоянного тока, В	от 12 до 32	от 18 до 32	от 18 до 30	от 10 до 48
Номинальное напряжение питания переменного тока, В	-	230 (частота от 47 до 63 Гц) <sup>5)</sup>	230 (частота от 47 до 63 Гц)	-
Диапазон питающих напряжений переменного тока, В	-	от 187 до 242	от 90 до 264	-
Потребляемая мощность, Вт	2,5 <sup>3)</sup>	20 <sup>3)</sup>	6 <sup>4)</sup>	4 <sup>4)</sup>
<b>Световая индикация, звуковая сигнализация</b>				
Звуковая сигнализация	есть		нет	нет
Световая индикация	- OLED дисплей; - светодиоды		светодиоды	светодиоды

Наименование характеристики	Значение			
	ЭМИ ССД-1М	ЭМИ ССД-2М	ОВЕН МВ110 224.2А   224.8А	ОВЕН МВ210
<b>Конструкция</b>				
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	180×70×100	265×485×132	63×110×75	123×83×42
Степень защиты оболочки	IP20			
Способ монтажа	на DIN-рейку	3U19` в стойку	на DIN-рейку или на стену	
Масса, кг, не более	0,5	7,0	0,5	0,4
Возможность сохранения данных	Есть (на съемную SD-карту)	нет	нет	нет
<b>Рабочие условия применения</b>				
Температура окружающей среды, °С	от -10 до +50		от -10 до +55	от -40 до +55
Относительная влажность воздуха без конденсации при температуре окружающего воздуха +35 °С, %, не более	95		80	95
Атмосферное давление, кПа	от 80,0 до 120,0		от 84,0 до 106,7	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) тип канала выбирается пользователем через меню ЦУ;</li> <li>2) является опцией;</li> <li>3) до 120 Вт при питании от ЦУ ССД-1М и до 300 Вт при питании от ЦУ ССД-2М ГА;</li> <li>4) питание ГА от ЦУ не предусмотрено;</li> <li>5) основной ввод электропитания;</li> <li>6) резервный ввод электропитания.</li> </ol>				

Основные технические характеристики ГА - в соответствии с технической документацией и описанием типа на прибор.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

### Комплектность средства измерения

Таблица 8 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная газоаналитическая*	«ЭМИ-М1»	1 шт.
Паспорт	МРБП.426477.008ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	МРБП.426477.008РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
* Состав системы в соответствии с паспортом МРБП.426477.008ПС.		

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МРБП.426477.008РЭ «Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1». Руководство по эксплуатации», раздел 3 «Использование по назначению».

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (п. 4.43);

ГОСТ IЕС 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия;

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

МРБП.426477.008 ТУ Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1». Технические условия.

### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭМИ-Прибор» (ООО «ЭМИ-Прибор»)  
ИНН 7802806380

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр-кт Энгельса, д. 27, к. 5, оф. 104

Адреса мест осуществления деятельности:

194156, г. Санкт-Петербург, пр-кт Энгельса, 27, к. 5

188309, Ленинградская обл., Гатчинский м. р-н, Гатчинское гп., г. Гатчина, ул. Новоселов, д. 7в

### Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»  
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, помещ. VII, ком. 6

Тел. +7 (495) 775-48-45

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

### в части вносимых изменений

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

### Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,  
хранится в системе электронного документооборота  
Федеральное агентство по техническому регулированию и  
метрологии.

#### СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A  
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович  
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р.Лазаренко

«03» июня 2024 г.

