

## 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 которого 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 (ПДК) 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 (4-20 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).

В качестве ЦУ применяются: «ЭМИ ССД-1М»; 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 таблице 6.

Место установки ЦУ – вне взрывоопасной зоны, т.е. в местах, в которых образование взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом невозможно.

Общий вид СИГ приведен на рисунках 1-7.



Рисунок 1 -  
ЦУ «ЭМИ ССД-1М»



Рисунок 2 -  
Модуль аналогового ввода  
МВ 210



Рисунок 3 -  
Модуль аналогового  
ввода МВ 110



Рисунок 4 – Общий вид газоанализаторов  
ИГМ-10ИК и ИГМ-10Э



Место пломбировки

Рисунок 5 – Схема пломбировки от  
несанкционированного доступа  
газоанализаторов ИГМ-10ИК и  
ИГМ-10Э



Рисунок 6 – Общий вид газоанализатора ИГМ-12М



Место нанесения пломбы

Рисунок 7 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа ИГМ-12М

### 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:

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IGM_SSD-1_v1.01.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	IGM SSD-1 v1.01 01.10.19 12:00:00 CRC:B9DF
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО версии, обозначенной в таблице.	

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 (не ниже)	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение модулей аналогового ввода МВ 110-Х.2А	МВ 110_v1_04.hex	VI.04	1713B057027 18976B24827 C182F3B55B	MD5
Программное обеспечение модулей аналогового ввода МВ110-Х.8А	MV110- 8A_2_07_facto ry.hex	2.07	2E34572AE2F B58AB953EE1 B60CA8B75B	MD5
Программное обеспечение модулей аналогового ввода МВ110-Х.2АС	МВ110- 224.2АС_dsPI C33_1. 05.hex	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 версии, обозначенной в таблице.				

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 версии, обозначенной в таблице.	

### 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		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
<b>Электрохимические датчики</b>					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 об. д., %		±0,5 об. д., %	-	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 %	
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 %	
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 %	
<b>Оптические датчики</b>					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 об. д., %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	5
	от 0 до 2,5 об. д., %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	5 %	
от 0 до 5 об. д., %	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 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 об. д., % <sup>2)</sup> )	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 об. д., % <sup>2)</sup> )	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 об. д. %) <sup>2)</sup>		±5 % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 об. д., %) <sup>2)</sup>	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводородов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
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.	±0,2 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 %	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
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%	

Примечания:

- 1) В нормальных условиях измерений.
- 2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.
- 3) 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>).
- 4) Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам вредных газов 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>, выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм рт. ст.

Таблица 5 – Метрологические характеристики аналоговых ИК (4-20 мА)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 об. д., %		±(0,5+1,015 *C) %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±11,5 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±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.	±1,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ , с
			абсолютной	относительной	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
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.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Оптические датчики					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 об. д., %	от 0 до 1,5 %	±0,12 %	-	5
		от 0 до 2,0 % включ. св. 2,0 до 2,5 %	±0,12 % -	- 6,5 %	
	от 0 до 5 об. д., %	от 0 до 2,0 % включ. св. 2,0 до 5 %	±0,12 % -	- 6,5 %	5
		от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	5
		от 0 до 60 % НКПР включ. св. 60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ. св. 60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	5
		от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	15
		от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	5
		от 0 до 60 % НКПР включ. св.60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 об. д., % <sup>2)</sup> )		±(5,0+0,015+ +C) % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ. св. 60 до 100 % НКПР	±3,9 % НКПР -	- ±6,5 %	15
		от 0 до 60 % НКПР	±(5,0+0,015+ +C) % НКПР	-	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015+ +C) % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015+ +C) % НКПР	-	35



Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной	относительной		
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±(5,0+0,015++С) % НКПР	-	35	
Пары нефтепродуктов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±(5,0+0,015++С) % НКПР	-	35	
Сумма углеводородов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±(5,0+0,015++С) % НКПР	-	35	
<b>Фотоионизационные датчики</b>					
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. 10 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 %	

**Примечания:**

- 1) В нормальных условиях испытаний.
- 2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.
- 3) 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>).
- 4) Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам вредных газов 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>, выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм рт. ст.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерительных каналов определяются как предел 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
Маркировка взрывозащиты: - 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)	1Exd[ib]ПС Т6 X  1Ex d [ib] ПВ Т4 Gb X 1Exd[ib]ПВ Т4 Gb X 1Exd[ib]ПВ Т5 Gb X 1Exd[ia]ПС Т5 X 1Exd[ia]ПС Т6 X  1Exd[ia]ПС Т6 X  1Exd[ia]ПС Т6 X 1Exd[ib]ПВ Т6 X 1Exd[ia]ПС Т6 X 1Exe[ia]ПС Т6 X 1Exd[ib]ПС Т5 Gb X 1Exd[ib]ПС Т4 Gb X
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	20*
*При условии проведения капитального ремонта с полным восстановлением ресурса через 10 лет.	

Таблица 7 – Основные технические характеристики ЦУ

Наименование характеристики	Значение			
	ЭМИ ССД-1М	ОВЕН МВ110		ОВЕН МВ210
224.2А		224.8А		
Измерительные каналы и выходные сигналы				
Количество измерительных каналов:				
Аналоговый 4-20 мА	8	2	8	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.		Ethernet – 2 шт.

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение			
	ЭМИ ССД-1М	ОВЕН МВ110		ОВЕН МВ210
		224.2А	224.8А	
<b>Параметры электропитания</b>				
Номинальное напряжение питания постоянного тока, В	24	24	24	
Диапазон питающих напряжений постоянного тока, В	от 12 до 32	от 18 до 30	от 10 до 48	
Номинальное напряжение питания переменного тока, В	-	230 (частота от 47 до 63 Гц)	-	
Диапазон питающих напряжений переменного тока, В	-	от 90 до 264	-	
Потребляемая мощность ЦУ, Вт	2,5 <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	
<b>Конструкция</b>				
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	180×70×100	63×110×75	123×83×42	
Степень защиты оболочки	IP20			
Способ монтажа	на DIN-рейку	на DIN-рейку или на стену		
Масса, кг, не более:	0,5		0,4	
Возможность сохранения данных	Есть (на съемную SD-карту)	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	не более 80	не более 95	
Атмосферное давление, кПа	от 80,0 до 120,0	от 84,0 до 106,7		
Примечания: 1) тип канала выбирается пользователем через меню ЦУ; 2) является опцией; 3) до 120 Вт при питании от ЦУ ГА. 4) питание ГА от ЦУ не предусмотрено.				

Основные технические характеристики ГА - в соответствии с технической документацией 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.426477.008 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	МРБП.426477.008 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП-127/10-2019	1 экз.
*- состав системы в соответствии с паспортом МРБП.426477.008 ПС.		

### Поверка

осуществляется по документу МП-127/10-2019 «Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1». Методика поверки», утверждённому ООО «ПРОММАШ ТЕСТ» «02» октября 2019 г.

Основные средства поверки:

- стандартные образцы состава газовых смесей ГСО 10506-2014, ГСО 10509-2014, ГСО 10534-2014, ГСО 10539-2014, ГСО 10540-2014;

- генераторы газовых смесей ГГС мод. ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03 (рег. № 62151-15).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным газоаналитическим «ЭМИ-М1»

Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 9 сентября 2011 г. № 1034н (с изменениями на 29 августа 2014 года) Об утверждении Перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и производимых при выполнении работ по обеспечению безопасных условий и охраны труда, в том числе на опасных производственных объектах, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности.

ГОСТ ИЕС 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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «14» декабря 2018 г. № 2664. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах.

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

### Изготовитель

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

Адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Энгельса, д. 27, корп. 5, литера А

Телефон (факс): +7 (812) 601-06-90

E-mail: [info@igm-pribor.ru](mailto:info@igm-pribor.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6.

Телефон: +7 (495) 775-48-45

E-mail: [info@prommashtest.ru](mailto:info@prommashtest.ru)

Аттестат аккредитации ООО «ПРОММАШ ТЕСТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312126 от 12.04.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.