



**СИСТЕМЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИЕ «ЭМИ-М1»  
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МРБП.426477.008РЭ**

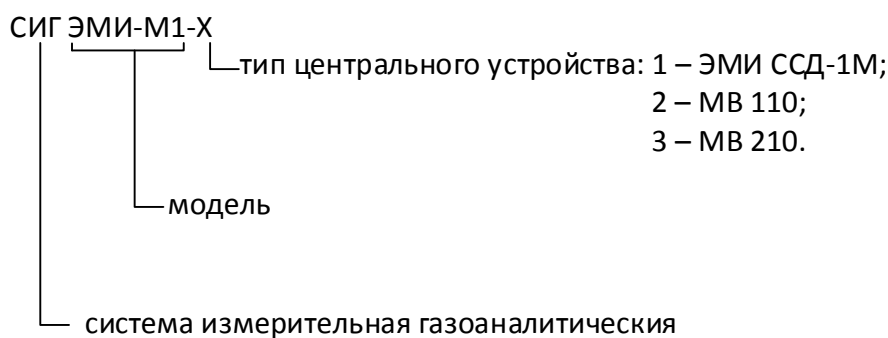
---

<b>1 Описание и работа прибора .....</b>	<b>4</b>
1.1 Назначение .....	4
1.2 Область применения.....	4
1.3 Технические и метрологические характеристики.....	5
1.4 Состав .....	11
1.5 Устройство и работа .....	12
1.6 Описание и работа составных частей СИГ .....	13
1.7 Маркировка и пломбирование.....	13
1.8 Упаковка.....	13
<b>2 Меры безопасности .....</b>	<b>14</b>
<b>3 Использование по назначению .....</b>	<b>15</b>
3.1 Указания по эксплуатации .....	15
3.2 Эксплуатационные ограничения .....	15
3.3 Подготовка к работе.....	15
3.4 Подключение ГА типов ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М к ЦУ ЭМИ ССД-1М ..	15
3.5 Подключение ГА типов ИГМ-10ИК, ИГМ-10Э к ЦУ ЭМИ ССД-1М.....	19
3.6 Подключение иных ГА, совместимых по интерфейсу связи с ЦУ ЭМИ ССД-1М .....	21
3.7 Подключение ГА к ЦУ МВ 110 и МВ 210.....	21
3.8 Использование СИГ .....	21
<b>4 Техническое обслуживание .....</b>	<b>22</b>
4.1 Общие указания .....	22
4.2 Порядок технического обслуживания.....	22
<b>5 Транспортирование и хранение .....</b>	<b>23</b>
<b>6 Утилизация .....</b>	<b>23</b>
<b>Приложение А Принципиальные схемы подключения ГА к ЦУ ЭМИ ССД-1М.....</b>	<b>24</b>

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления обслуживающего персонала с устройством, принципом действия, конструкцией, работой и техническим обслуживанием систем измерительных газоаналитических «ЭМИ-М1» (далее – СИГ). Подключение, настройка и техобслуживание СИГ должны производиться только квалифицированными специалистами после прочтения настоящего руководства по эксплуатации.

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на все текущие модификации СИГ ЭМИ-М1.

Обозначение СИГ при заказе:



---

**Пример записи:** СИГ ЭМИ-М1-1 – Система измерительная газоаналитическая, модели ЭМИ-М1 с центральным устройством типа ЭМИ ССД-1М.

---

## **1 Описание и работа прибора**

### **1.1 Назначение**

СИГ предназначены для автоматического и непрерывного контроля загазованности воздуха рабочей зоны, наружных установок и открытых пространств промышленных объектов, путем измерительных преобразований данных, получаемых со стационарных газоанализаторов (далее – ГА), передаваемых по проводным и радиоканальным линиям связи в центральное устройство (далее – ЦУ), для их обработки, хранению, с целью формирования световых и звуковых сигналов, а так же сигналов управления исполнительными устройствами и передачи информации в другие системы.

### **1.2 Область применения**

1.2.1 Нефтяные и газовые месторождения, промышленные предприятия по переработке нефти и газа, газовые и нефтяные хранилища, химические производства, экологические службы и т.п.

Типовые объекты, требующие контроля загазованности:

- зоны разгрузки/погрузки сырья;
- хранилища сырья и готовой продукции;
- насосные станции;
- компрессорные станции;
- рабочие зоны промышленных предприятий.

### 1.3 Технические и метрологические характеристики

1.3.1 Основные технические и метрологические характеристики ГА приведены в их собственных РЭ.

1.3.2 Технические характеристики ЦУ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Тип центрального устройства и его значения			
	ЭМИ ССД-1М	ОВЕН МВ110		ОВЕН МВ210
		224.2А	224.8А	
<b>1 Параметры входных и выходных каналов</b>				
1.1 Число измерительных каналов: - аналоговых 4-20 мА - цифровых HART - цифровых RS-485	8 8 1	2 - -	8 - -	8 - -
1.2 Количество ГА на канал: - аналоговых 4-20 мА - цифровых HART - цифровых RS-485	1 1 до 32	1 - -	1 - -	1 - -
1.3 Тип (количество) выходных каналов ЦУ	<u>цифровой:</u> - RS-485 (1 канал) * <u>аналоговый:</u> - дискретный релейные выходы (3 реле) <u>радиоканалы**:</u> - Bluetooth (1 канал) - LoRa (1 канал)	цифровой: RS-485 (1 канал)		цифровой: Ethernet (2 канала)
<b>2 Параметры электропитания</b>				
2.1 Напряжение питания ЦУ	12...32 В постоянного тока (номинальное: 24 В постоянного тока)	переменное: ~90...264 В (номинальное ~230) частотой 47...63 Гц или постоянное: =18...30 (номинальное =24) В		10...48 В постоянного тока (номинальное: 24 В постоянного тока)
2.2 Потребляемая мощность ЦУ, Вт, не более:	2,5	6		4
2.3 Потребляемая мощность при питании ГА от ЦУ	При питании 8 ГА с подогревом сенсоров: не более 120 Вт	питание не предусмотрено		
<b>3 Типы индикации</b>				
3.1 Звуковая сигнализация	есть	нет		нет

Наименование параметра	Тип центрального устройства и его значения			
	ЭМИ ССД-1М	ОВЕН МВ110		ОВЕН МВ210
		224.2А	224.8А	
3.2 Визуальная индикация	OLED дисплей с выводом информации об измеряемых концентрациях и режимах работы; 2 светодиода общего состояния системы	Светодиод режима работы канала (по 1 на канал); Светодиод состояния (режима) работы ЦУ		Светодиод режима работы канала (по 1 на канал); Светодиод состояния (режима) работы ЦУ
Примечания: * тип канала выбирается пользователем через меню ЦУ ** является опцией				

### 1.3.3 Метрологические характеристики СИГ

Метрологические характеристики СИГ приведены в таблицах 2 – 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы с измерительными цифровыми каналами (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART) и радиоканалам (Bluetooth 2.0; LoRa)

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%		±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 %	
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 %	

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	
Метанол (СН <sub>3</sub> ОН)	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 (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> О)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>		±20 %	
<b>Оптические датчики</b>					
Диоксид углерода (СО <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 (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (СН <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±0,13 % (±3 % НКПР)	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Гексан (С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4% <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метанол (СН <sub>3</sub> ОН)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 % <sup>3)</sup> )		±5 % НКПР	-	15
Бензол (С <sub>6</sub> Н <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 % <sup>3)</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	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35

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		
Пары нефтепродуктов <sup>4)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35	
Сумма углеводородов <sup>4)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±5 % 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.	±0,2 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.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10 млн <sup>-1</sup>	-	25	
	св. 50 до 2000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %		
Изобутан (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 10млн <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 эксплуатации. 2) Измерительные каналы не могут быть применены для контроля ПДК в воздухе рабочей зоны, только для контроля аварийных выбросов. 3) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011. 4) Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида. 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 3 – Метрологические характеристики по измерительным аналоговым каналам (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	
<b>Электрохимические датчики</b>					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30%			±(0,5+(0,5+C)*0,015) %	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,7 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±11,7 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,7 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±11,7 %	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,7 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±21,8 %	
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>	-	±21,8 %	
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>	-	±21,8 %	
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>		±21,8 %	
<b>Оптические датчики</b>					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	-	±(0,1+(0,1+C)*0,015)%	5
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,13%	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	6,6 %	
от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,13 %	-	5	
	св. 2,0 до 5 %	-	6,6 %		
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,6 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,6 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 % <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,6 %	

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-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4% <sup>3)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,6 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %) <sup>3)</sup>		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%НКПР	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %) <sup>3)</sup>	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,6 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99	от 0 до 50 % НКПР		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%НКПР	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013	от 0 до 50 % НКПР		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%НКПР	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006	от 0 до 50 % НКПР		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%НКПР	35
Пары нефтепродуктов <sup>4)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%НКПР	35
Сумма углеводородов <sup>4)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		-	±(5,0+(5,0+C)*0,015)%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>	-	±21,8 %	
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>	-	±21,8 %	
	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±21,8 %	
от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10,9 млн <sup>-1</sup>	-	25	
	св. 50 до 2000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,8 %		
Изобутан (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.	±,22 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,8 %	
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.	±2,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,8 %	

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	
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.	±0,055 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.	±0,055 млн <sup>-1</sup>		
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>		±20%	

Примечания:

1) В нормальных условиях эксплуатации

2) Измерительные каналы не могут быть применены для контроля ПДК в воздухе рабочей зоны, только для контроля аварийных выбросов.

3) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.

4) Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.

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.

## 1.4 Состав

1.4.1 СИГ имеют модульную конструкцию, включающую в себя:

- цифровую аппаратуру (модули) со специальным ПО для передачи информации на ПК (или систему верхнего уровня) – ЦУ;
- первичные измерительные преобразователи – газоанализаторы (ГА).

1.4.2 В качестве ЦУ могут применяться:

- модули ЭМИ ССД-1М;
- модули аналогового ввода МВ 210-101 (производства ООО «Овен»);
- модули аналогового ввода МВ 110 (производства ООО «Овен»).

1.4.3 В качестве ГА 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).

## 1.5 Устройство и работа

1.5.1 СИГ является автономной стационарной системой. Принцип действия СИГ определяется входящими в ее состав ГА:

- для измерения содержания взрывоопасных углеводородных газов и диоксида углерода в ГА 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 ГА устанавливаются электромеханические 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 ГА устанавливаются фотоионизационные сенсоры, принцип измерения которых основан на измерении тока, возникающего при ионизации молекул целевого газа ультрафиолетовым излучением.

1.5.2 Функционально СИГ состоят из измерительных каналов (далее – ИК) - предназначенных для измерений концентраций газов.

Измерительный 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 передается в систему верхнего уровня или на ПК пользователя.

1.5.3 СИГ имеет возможность подключения к ЦУ одновременно до 8-и ГА по аналоговому интерфейсу “токовая петля” и цифровому интерфейс «Bell 202» (протокол «HART»), а также до 32-ух газоанализаторов по интерфейсу «RS-485» (протокол «Modbus RTU»).

### **1.6 Описание и работа составных частей СИГ**

1.6.1 Описание и работа составных частей СИГ подробно изложена в индивидуальных РЭ на модули.

### **1.7 Маркировка и пломбирование**

1.7.1 Маркировка и пломбирование составляющих модулей СИГ должна соответствовать их собственным РЭ.

### **1.8 Упаковка**

СИГ упаковывается в транспортную тару завода изготовителя с соблюдением требований ГОСТ 23170-78. Сопроводительная документация прилагается.

## 2 Меры безопасности



### **Внимание!**

При использовании СИГ необходимо ознакомиться с мерами безопасности и эксплуатационной документацией ее составных частей.

2.1 К работе с СИГ допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке и изучившие настоящее РЭ.

2.2 При эксплуатации и техническом обслуживании необходимо соблюдать «Правила безопасности в газовом хозяйстве», утвержденные Госгортехнадзором и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденные Госэнергонадзором.

2.3 Перед проведением работ по монтажу и подключению составных частей СИГ необходимо отключить от сети ЦУ и ГА (если используется внешнее питание ГА).

2.4 Не использовать СИГ в случае обнаружения каких-либо повреждений.

2.5 Ремонтировать СИГ разрешено только персоналу предприятия изготовителя или лицам, уполномоченным предприятием-изготовителем для проведения ремонтных работ.

## 3 Использование по назначению

### 3.1 Указания по эксплуатации

3.1.1 Эксплуатировать СИГ необходимо в соответствии с настоящим руководством по эксплуатации.

3.1.2 Подключение и отключение ЦУ к аналоговым выходам, а также к цифровому интерфейсу необходимо выполнять только после отключения цепей питания.



#### **Внимание!**

Производитель не несет ответственности за выход из строя СИГ или за ущерб, возникший в результате неправильного или непредусмотренного настоящим руководством использования прибора.

### 3.2 Эксплуатационные ограничения

3.2.1 ЦУ не предназначено для работы в условиях взрывоопасной и агрессивной среды.

3.2.2 Условия эксплуатации:

- рабочая температура окружающей среды от минус 10 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха до 95% без конденсации;
- атмосферное давление от 80 до 120 кПа.

### 3.3 Подготовка к работе

3.3.1 Составные части СИГ, находящиеся в упаковке и хранящиеся в не отапливаемом помещении, необходимо переместить в отапливаемое помещение и выдержать, не вскрывая упаковку, в течение 6 ч.

3.3.2 Смонтировать ЦУ в соответствии с индивидуальным РЭ на заземленных или изолированных от земли конструкциях, не находящихся под напряжением, в местах с достаточной освещенностью.

3.3.3 Подключить к ЦУ ГА одним из способов в соответствии п.п. 3.4 – 3.7.

### 3.4 Подключение ГА типов ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М к ЦУ ЭМИ ССД-1М

3.4.1 Подключение ГА типов ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М к ЦУ ЭМИ ССД-1М осуществляется одним из способов:

- четырехпроводная схема подключения по интерфейсу токовая петля 4-20 мА(активная), рисунок 1;
- четырехпроводная схема подключения по интерфейсу токовая петля 4-20 мА(пассивная), рисунок 2;
- трехпроводная схема подключения по интерфейсу токовая петля 4-20 мА(активная), рисунок 3;
- трехпроводная схема подключения по интерфейсу токовая петля 4-20 мА(пассивная), рисунок 4;
- четырехпроводная схема подключения по интерфейсу RS-485, рисунок 5.

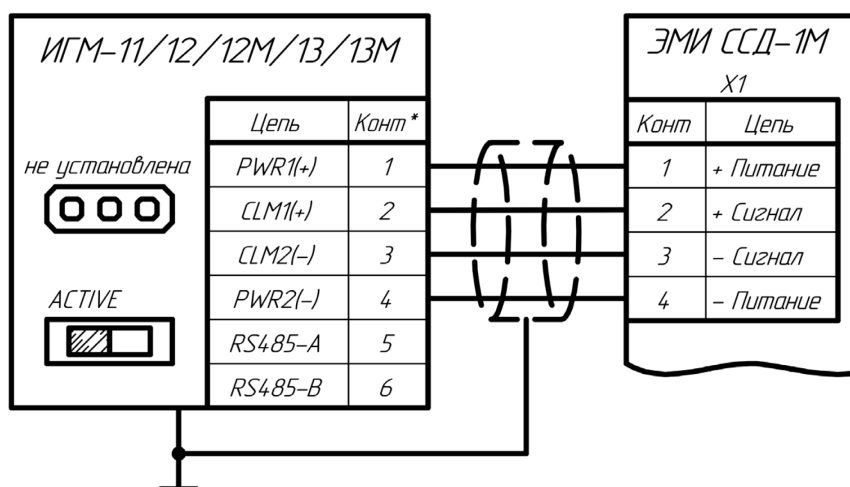


Рисунок 1 - Четырехпроводная схема подключения ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (активная)

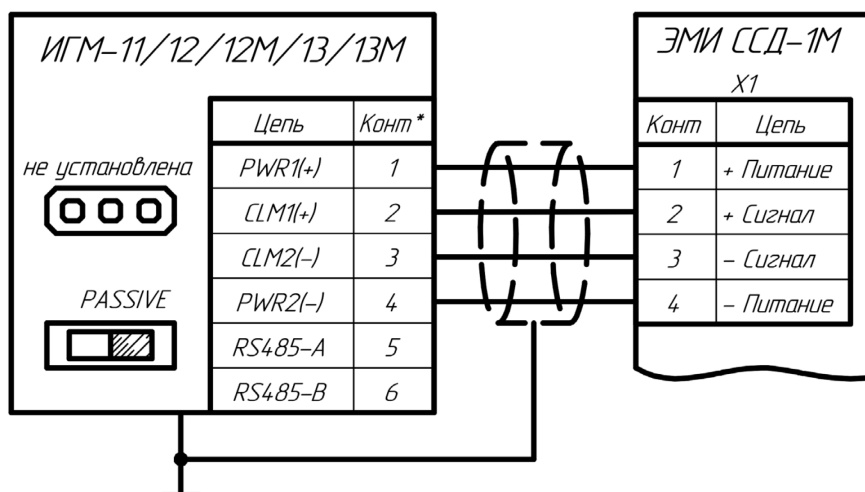


Рисунок 2 - Четырехпроводная схема подключения ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (пассивная)



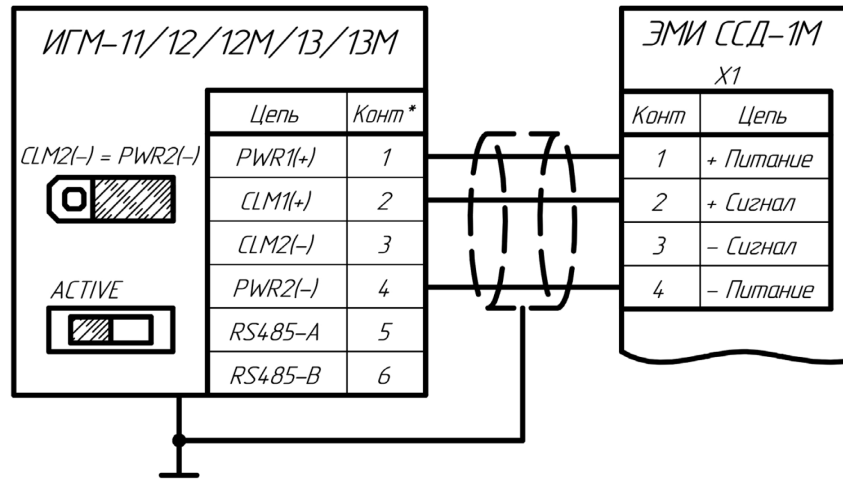


Рисунок 3 - Трехпроводная схема подключения ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (активная)

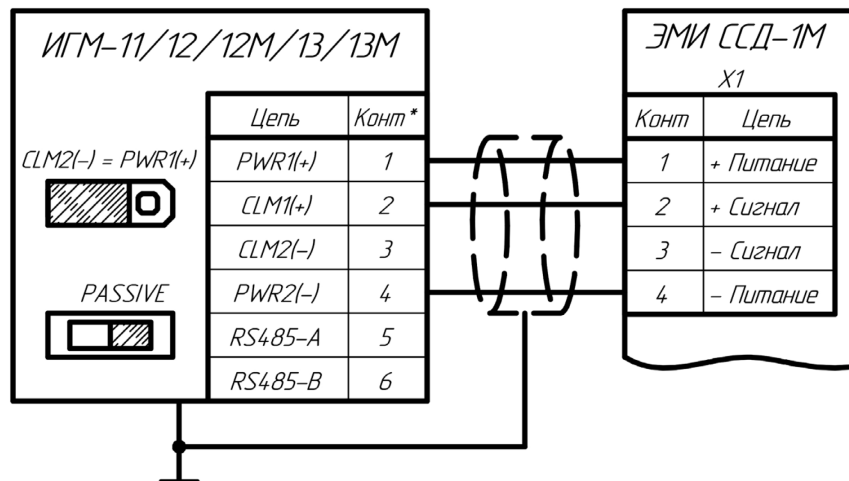


Рисунок 4 - Трехпроводная схема подключения ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (пассивная)

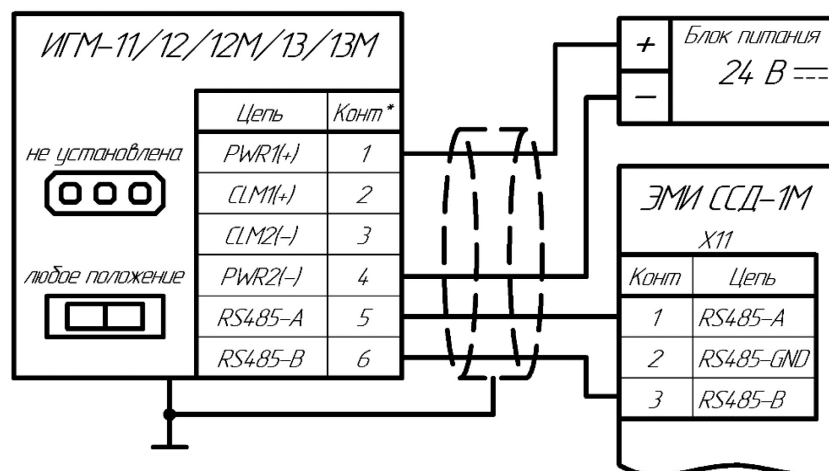


Рисунок 5 - Четырехпроводная схема подключения ИГМ-11, ИГМ-12, ИГМ-12М, ИГМ-13, ИГМ-13М по интерфейсу RS-485

**Примечание:** \*номера контактов ГА на рисунках 1-5 указаны условно.

На рисунках 1 – 5 изображены примеры подключения газоанализатора к одному из каналов ЦУ ЭМИ ССД-1М. Для подключения до 8 газоанализаторов по интерфейсу токовая петля 4-20 мА необходимо также руководствоваться рисунками А.1 и А.2 Приложения А. Для подключения до 32 газоанализаторов по интерфейсу RS-485 необходимо также руководствоваться рисунком А.3 Приложения А.

3.4.2 Для изменения способа подключения токовой петли у ГА на плате коммутации присутствует 2 элемента управления:

- штыревой разъем с тремя контактами (рис. 6);



Рисунок 6 – Штыревой разъем с тремя контактами

Для изменения конфигурации на штыревой разъем устанавливается перемычка.

Если перемычка не установлена, тогда подключение ГА осуществляется по четырём проводам: два провода токовой петли CLM1(+) и CLM2(-), 2 провода питания PWR1(+) и PWR2(-). Измерение аналогового сигнала производится между CLM1(+) и CLM2(-).

Если перемычка установлена в положение «CLM2(-) = PWR1(+)», тогда подключение ГА осуществляется по трем проводам: один провод CLM1(+) токовой петли, 2 провода питания PWR1(+) и PWR2(-). Измерение аналогового сигнала производится между CLM1(+) и PWR1(+).

Если перемычка установлена в положение «CLM2(-) = PWR2(-)», тогда подключение ГА осуществляется по трем проводам: один провод CLM1(+) токовой петли, 2 провода питания PWR1(+) и PWR2(-). Измерение аналогового сигнала производится между CLM1(+) и PWR2(-).

- ползунковый переключатель (рис. 7).



Рисунок 7 – Ползунковый переключатель

Положение ползункового переключателя определяет тип подключения токовой петли 4-20 мА: активная, пассивная.

Схмотехнические отличия способов измерения активной и пассивной токовой петли указаны в схемах подключения в соответствующем РЭ на ГА.

3.4.3 При подключении ГА по интерфейсу RS-485 конфигурация элементов управления токовой петли не имеет значения.

Для изменения внутренней конфигурации способа подключения в ЦУ ЭМИ ССД-1М необходимо выбрать соответствующий способ подключения для каждого канала в меню ЦУ ЭМИ ССД-1М или через интерфейсы обмена данными с системой верхнего уровня. Подробное описание в РЭ на ЦУ ЭМИ ССД-1М.



**Примечание:**

Разнообразие способов подключения у ГА позволяет осуществлять обмен данными практически с любой промышленной системой сбора данных. ЦУ ЭМИ ССД-1М также универсально и имеет возможность конфигурации внутренней схемы измерения аналогового входа, т.о. подключение ГА к ЦУ возможно всеми перечисленными в данном пункте способами.



**Примечание:**

В разных моделях ГА наименование цепей питания могут различаться:

- + Питания: PWR1, PWR+;
- - Питания: PWR2, PWR-;

Вход питания ГА имеет диодный мост, поэтому полярность не важна (“+” и “-” указаны условно), но подключение проводов питания нескольких и более газоанализаторов в одной системе должно быть одинаковым.

Также могут различаться наименование цепей токовой петли:

- + Сигнал токовой петли: CL1, CL+, CL1(+), CLM1, CLM+, CLM1(+);
- - Сигнал токовой петли: CL2, CL-, CL2(-), CLM2, CLM-, CLM2(-);

Выход токовой петли газоанализатора имеет диодный мост, поэтому полярность не важна (“+” и “-” указаны условно), но подключение проводов токовой петли нескольких и более газоанализаторов в одной системе должно быть одинаковым.

### 3.5 Подключение ГА типов ИГМ-10ИК, ИГМ-10Э к ЦУ ЭМИ ССД-1М

3.5.1 Подключение ГА типов ИГМ-10ИК, ИГМ-10Э к ЦУ СМИ ССД-1М осуществляется двумя способами:

- двухпроводная схема подключения по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (пассивная), рисунок 8;
- двухпроводная схема подключения по интерфейсу RS-485, рисунок 9.

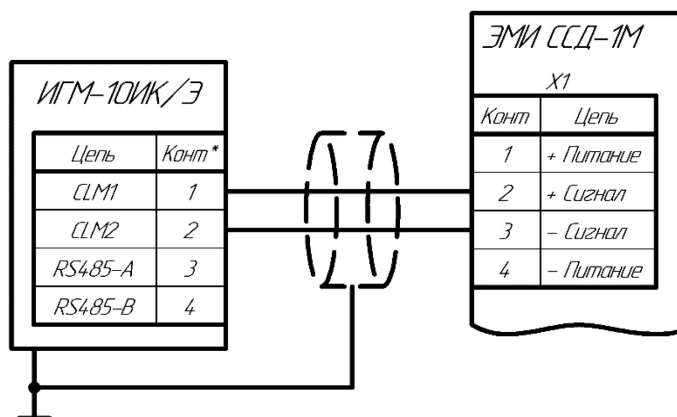


Рисунок 8 - Двухпроводная схема подключения ИГМ-10ИК, ИГМ-10Э по интерфейсу токовая петля 4-20 мА (пассивная)

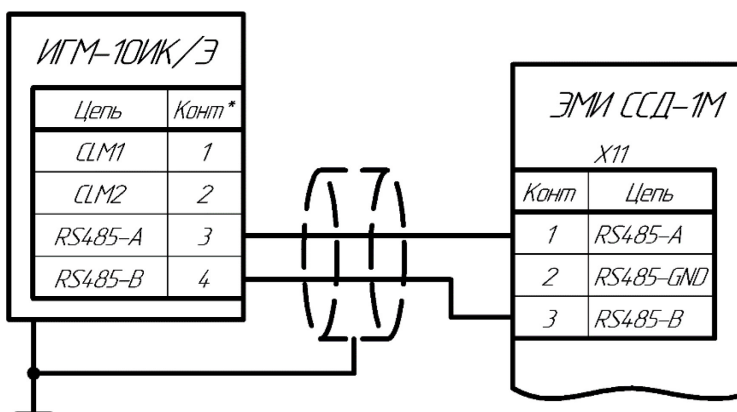


Рисунок 9 - Двухпроводная схема подключения ИГМ-10ИК, ИГМ-10Э по интерфейсу RS-485

**Примечание:** \*номера контактов ГА на рисунках 8 и 9 указаны условно.

На рисунках 8 и 9 изображены примеры подключения ГА к одному из каналов ЦУ ЭМИ ССД-1М. Для подключения до 8 ГА по интерфейсу токовая петля 4-20 мА необходимо также руководствоваться рисунком А.2 Приложения А без учета проводов питания к ГА. Для подключения до 32 ГА по интерфейсу RS-485 необходимо также руководствоваться рисунком А.3 без учета проводов питания к ГА.

3.5.2 Для изменения внутренней конфигурации способа подключения в ЦУ ЭМИ ССД-1М необходимо выбрать соответствующий способ подключения для каждого канала в меню ЦУ ЭМИ ССД-1М или через интерфейсы обмена данными с системой верхнего уровня. Подробное описание в РЭ на ЦУ ЭМИ ССД-1М.



### **Примечание:**

Для включения батарейного питания ГА необходимо перевести ползунковый переключатель на плате коммутации в положение “ВКЛ”.

В разных моделях ГА наименование цепей токовой петли могут различаться:

- + Сигнал токовой петли: CL1, CL+, CL1(+), CLM1, CLM+, CLM1(+);
- - Сигнал токовой петли: CL2, CL-, CL2(-), CLM2, CLM-, CLM2(-);

Выход токовой петли ГА имеет диодный мост, поэтому полярность не важна (“+” и “-” указаны условно), но подключение проводов токовой петли нескольких и более ГА в одной системе должно быть одинаковым.

### **3.6 Подключение иных ГА, совместимых по интерфейсу связи с ЦУ ЭМИ ССД-1М**

3.6.1 Подключение ГА, совместимых по интерфейсу связи с ЦУ ЭМИ ССД-1М осуществляется в соответствии с РЭ на ГА и рисунками А.1-А.3 Приложения А.

### **3.7 Подключение ГА к ЦУ МВ 110 и МВ 210**

3.7.1 Подключение ГА к ЦУ МВ 110 и МВ 210 осуществляется в соответствии с РЭ на ГА и РЭ на ЦУ МВ 110 и МВ 210.

### **3.8 Использование СИГ**

3.8.1 Порядок действий использования СИГ должен быть в соответствии с РЭ на составные модули.

## **4 Техническое обслуживание**

### **4.1 Общие указания**

4.1.1 Техническое обслуживание (ТО) проводится с целью обеспечения нормальной работы СИГ в течение его срока эксплуатации. ТО должно проводиться подготовленными лицами, знающими правила техники безопасности при работе с электроустановками, изучившими настоящее РЭ, аттестованными и допущенными приказом администрации к работе с этими изделиями.

4.1.2 Техническое обслуживание системы включает:

- проверку технического состояния СИГ не реже одного раза в 6 месяцев;
- градуировку СИГ один раз в шесть месяцев или после ремонта;
- периодическую поверку не реже одного раза в год в соответствии с «МП-127/10-2019. Системы измерительные газоаналитические ЭМИ-М1. Методика поверки».

### **4.2 Порядок технического обслуживания**

4.2.1 При проверке технического состояния системы проводятся:

- внешний осмотр ЦУ и ГА;
- проверка работоспособности ЦУ;
- проверка работоспособности подключенных ГА.

4.2.2 При внешнем осмотре необходимо проверить:

- целостность корпуса ЦУ;
- целостность кабелей;
- целостность светодиодов и графического ЖК-дисплея.

4.2.3 Проверка работоспособности ЦУ и ГА проводится по их собственным РЭ.

## **5 Транспортирование и хранение**

5.1.1 Составные части СИГ необходимо транспортировать в закрытом транспорте любого вида. Крепление тары в транспортных средствах должно производиться согласно правилам, действующим на соответствующих видах транспорта.

5.1.2 Условия транспортирования должны соответствовать условиям 5 по ГОСТ 15150-69 при температуре окружающего воздуха от минус 25 до +55 °С с соблюдением мер защиты от ударов и вибраций.

5.1.3 Перевозку осуществлять в транспортной таре поштучно или в контейнерах.

5.1.4 Условия хранения в таре на складе изготовителя и потребителя должны соответствовать условиям 1 по ГОСТ 15150-69. В воздухе не должны присутствовать агрессивные примеси.

5.1.5 Составные части СИГ следует хранить на стеллажах.

## **6 Утилизация**

СИГ утилизируется в соответствии с действующим национальным Законодательством.

## Приложение А

### Принципиальные схемы подключения ГА к ЦУ ЭМИ ССД-1М

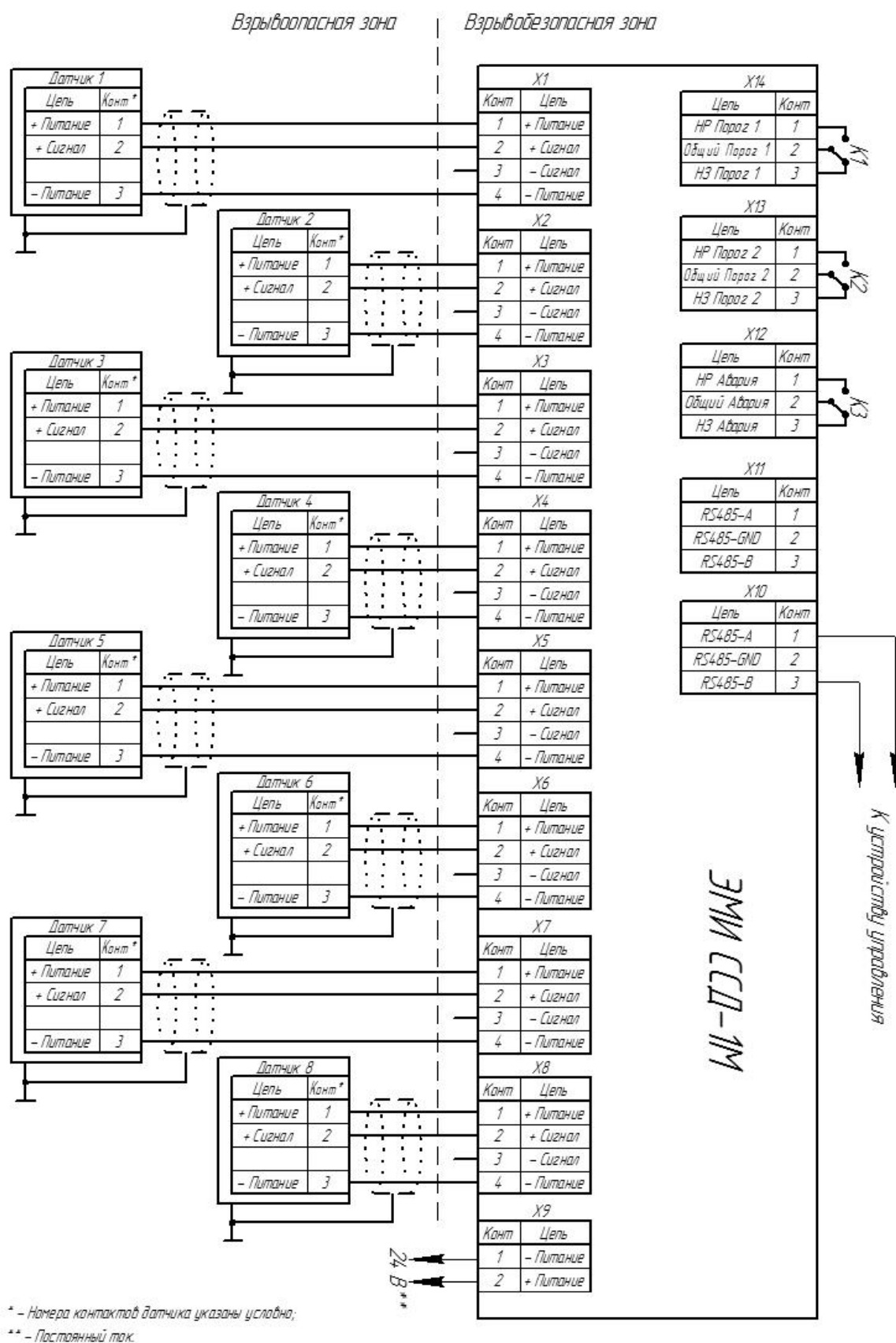
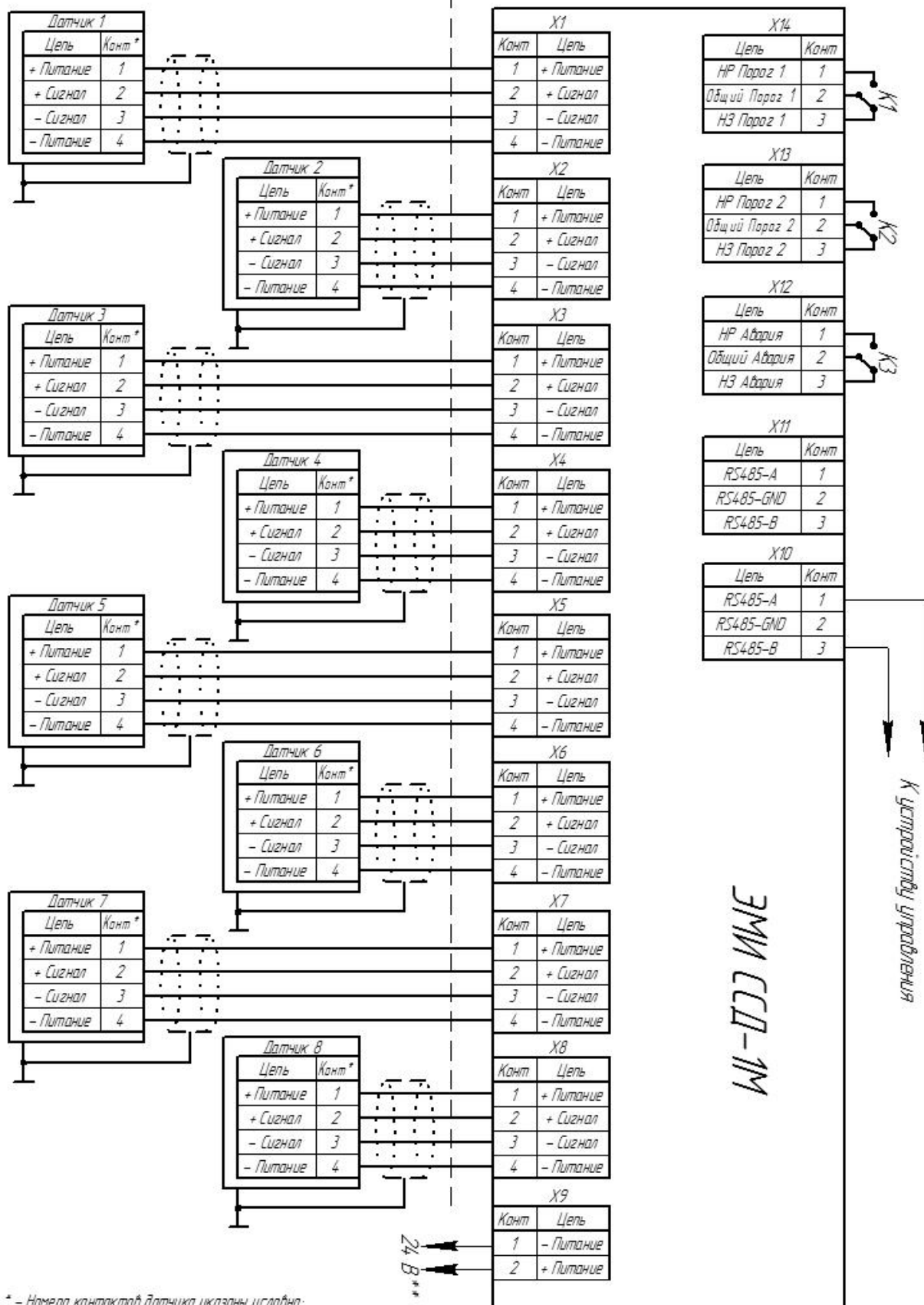


Рисунок А.1 – Принципиальная схема подключения ЦУ ЭМИ ССД-1М. Подключение датчиков к аналоговым входам ЦУ (трехпроводная схема)



Взрывоопасная зона

Взрывобезопасная зона



\* - Номера контактов датчика указаны условно;

\*\* - Постоянный ток.

Рисунок А.2 – Принципиальная схема подключения ЦУ ЭМИ ССД-1М. Подключение датчиков к аналоговым входам ЦУ (четырёхпроводная схема)

Взрывобезопасная зона

Взрывоопасная зона

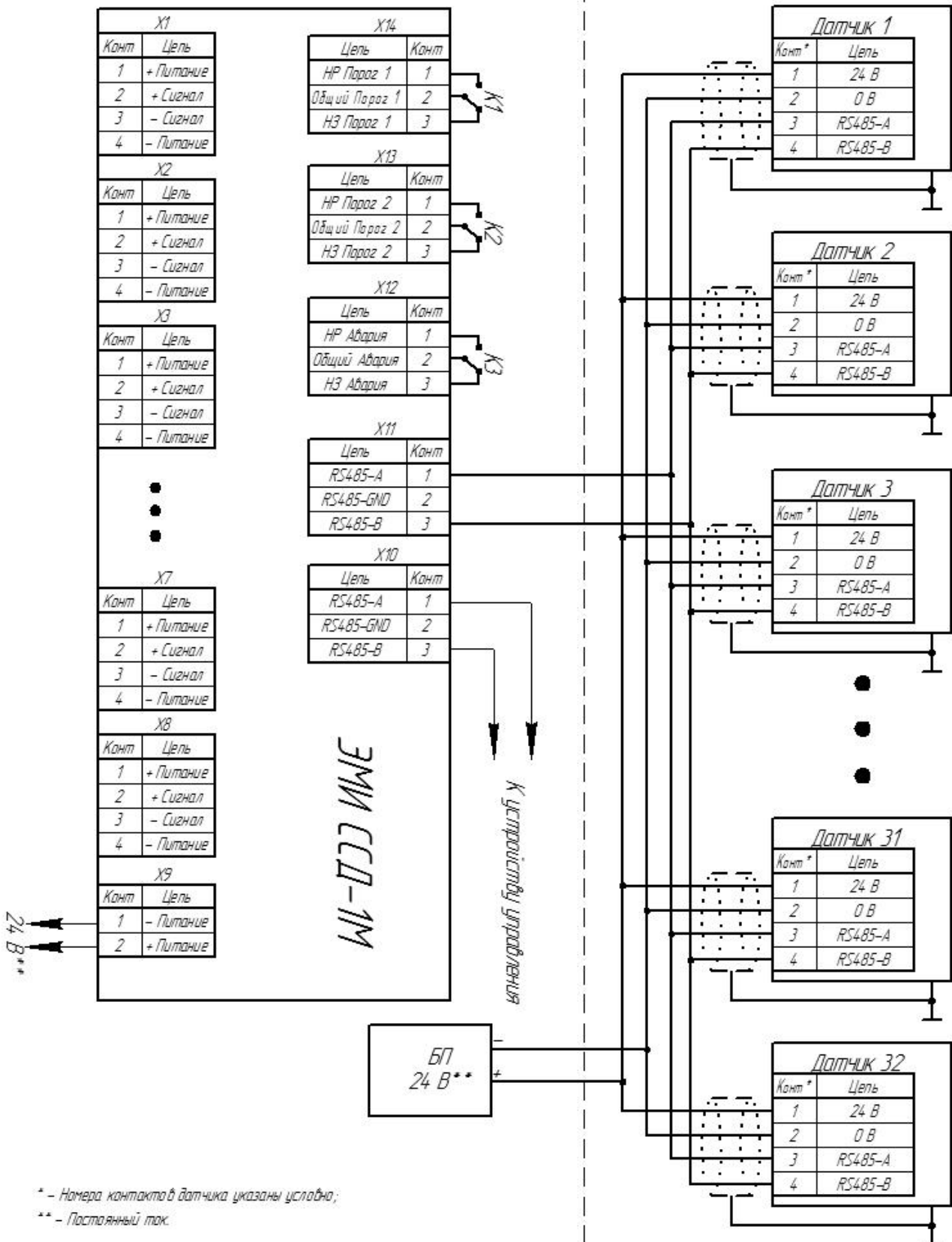


Рисунок А.3 – Принципиальная схема подключения ЦУ ЭМИ ССД-1М. Подключение датчиков по интерфейсу RS-485