

Газоанализаторы ЕН7000

Руководство по эксплуатации

ЛНПК2.840.266-02 РЭ

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение.....	3
1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА.....	4
1.1 Назначение и состав	4
1.2 Технические характеристики	17
1.3 Комплектность.....	21
1.4 Устройство и работа.....	21
1.5 Обеспечение взрывозащищённости газоанализатора.....	28
1.6 Средства измерений, инструменты и принадлежности.....	28
1.7 Маркировка	29
1.8 Упаковка.....	31
2 РАЗМЕЩЕНИЕ, МОНТАЖ И ДЕМОНТАЖ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА.....	32
2.1 Общие указания	32
2.2 Требования к месту монтажа.....	32
2.3 Обеспечение взрывозащищённости при монтаже	32
2.4 Монтаж газоанализатора	32
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ.....	37
3.1 Обеспечение взрывозащищённости при эксплуатации.....	37
3.2 Эксплуатационные ограничения.....	37
3.3 Подготовка к использованию	37
4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	40
4.1 Общие указания	40
4.2 Порядок технического обслуживания	40
5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ.....	42
5.1 Общие указания	42
5.2 Возможные неисправности и способы их устранения.....	42
6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.....	42
7 УТИЛИЗАЦИЯ	42
ПРИЛОЖЕНИЕ А	43
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	49
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	98

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления с газоанализаторами ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ (далее по тексту – газоанализатор).

Руководство по эксплуатации содержит описание устройства, технические характеристики, а также иные сведения, необходимые для использования всех технических возможностей газоанализаторов, их правильной эксплуатации и поддержания их работоспособности потребителем.

К работе с газоанализаторами допускаются лица, ознакомившиеся с настоящим руководством по эксплуатации и имеющие квалификацию не ниже четвертого разряда.

Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-RU.РА03.В.14331/21 требованиям таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», срок действия по 30.11.2026 включительно.

Сертификат соответствия № ЕАЭС RU С-RU.АД07.В.03709/21 требованиям таможенного союза ТР ТС 012/2011, срок действия по 25.08.2026 включительно.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение и состав

1.1.1 Газоанализаторы в зависимости от исполнения предназначены для непрерывного измерения содержания одного, двух или трёх компонентов: диоксида углерода (CO_2), оксида углерода (CO), метана (CH_4), ацетилена (C_2H_2), диоксида серы (SO_2), аммиака (NH_3), гексафторида серы (SF_6), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), закиси азота (N_2O), сероводорода (H_2S), метилмеркаптана (CH_3SH), кислорода (O_2), водорода (H_2), азота (N_2), гелия (He), аргона (Ar), хлористого водорода (HCl) в газовых смесях.

Тип газоанализаторов – стационарный, автоматический.

Способ отбора пробы – принудительный, режим работы – непрерывный.

Газоанализаторы, в зависимости от исполнения, включают в себя от одного до трёх измерительных каналов, с различными принципами измерений. Наименование исполнений газоанализаторов и количество измерительных каналов, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение	Наименование исполнения	Состав		Количество измерительных каналов, принцип измерений
		Преобразователь ПИП	Блок вторичного преобразователя	
ЛНПК2.840.266-02	ЕН7000-В	До трёх преобразователей ПИП в любых сочетаниях	БВП-3В	До трёх измерительных каналов различных принципов измерения в любых сочетаниях
ЛНПК2.840.266-05	ЕН7000-ИКВ	ЕН200В	БВП-3В	Один оптико-абсорбционный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-08	ЕН7000-ТКВ	ЕН400В	БВП-3В	Один термокондуктометрический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-11	ЕН7000-ТМВ	ЕН500В	БВП-3В	Один термоманнитный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-14	ЕН7000-МПВ	ЕН600В	БВП-3В	Один магнитнопневматический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-16	ЕН7000-ТХВ	ЕН800В	БВП-3В	Один термохимический измерительный канал

1.1.2 Газоанализаторы представляют собой стационарные измерительные приборы, обеспечивающие информационную связь с внешней аппаратурой.

Газоанализаторы ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ состоят из двух блоков:

- преобразователя ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В);
- блока вторичного преобразователя БВП-3В.

Газоанализаторы ЕН7000-В состоят из:

- двух/трёх преобразователей ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В в любых сочетаниях);
- блока вторичного преобразователя БВП-3В;
- блок коммутации БК (блок БК).

Для соединения преобразователя ПИП, блока БВП-3В и блока БК используется кабель связи типа КИПвЭВ (не бронированный) длиной от 0,6 м до 5 м, входящий в состав преобразователя.

Конструктивное исполнение преобразователя ПИП, блока БВП-3В и блока БК – настенное.

1.1.3 Газоанализаторы являются приборами третьего порядка с защитой от доступа к опасным частям и от проникновения внутрь твёрдых предметов и воды согласно ГОСТ Р 52931-2008.

Степень защиты оболочек преобразователя ПИП, блока БВП-3В, блока БК по ГОСТ 14254-2015 – IP66.

1.1.4 Газоанализаторы выполнены согласно требованиям технических условий ТУ 4215-014-29035580-2016, требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011, устанавливающего на единой таможенной территории таможенного союза единые обязательства для применения и исполнения требований к оборудованию для работы во взрывоопасных средах, ГОСТ 31610.0-2014, ГОСТ 60079-1-2013, ГОСТ Р 52931–2008, ГОСТ 13320–81, ГОСТ 14254–2015, ГОСТ 12.2.091-2012 (ИЕС 61010-1:2001), стандартов безопасности труда, ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», гл. 7.3 ПУЭ, действующих федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правил противопожарной безопасности, правил эксплуатации электроустановок потребителей, отраслевых директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах и комплекта документации ЛНПК2.840.266.

1.1.5 Газоанализаторы относятся к взрывозащищённому оборудованию и предназначены для использования:

- во взрывоопасных зонах производственного пространства, где возможно образование взрывоопасных газовых смесей категории ПА, ПВ, ПС группы Т1 – Т5;
- во взрывобезопасных зонах производственного пространства, где не предполагается наличие взрывоопасной среды в объёме, требующем специальных мер защиты.

Преобразователь ПИП, блок БВП–3В, блок БК имеют:

- вид взрывозащиты – «Взрывонепроницаемая оболочка d»;
- маркировку взрывозащиты с обозначением особых условий применения – «1 Ex db IIC T5 Gb X».

Кабель связи преобразователя ПИП имеет защитную оболочку в виде герметичного металлорукава ГЕРДА–МГ. Металлорукав ГЕРДА–МГ соответствует требованиям ТУ 4833-011-76960731-2008, ГОСТ 53313-2008 (п. 5.1, 5.2) по системе добровольной сертификации в области пожарной безопасности, сертификат соответствия № НСОПБ ЮАОБ.RU.ЭО.ПР.067.Н.00231.

Кабель связи типа КИПвЭВ соответствует требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АЯ46.В.06871/19.

1.1.6 Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

1) цифровую индикацию содержания определяемого компонента, выраженную в объёмных долях (% об. или млн^{-1}) или в виде массовой концентрации (г/м^3 или мг/м^3), номинальная цена единицы наименьшего разряда составляет 0,1 % от диапазона измерений. Для газоанализатора ЕН7000-В - цифровую индикацию по каждому измерительному каналу.

2) выдачу унифицированного аналогового сигнала постоянного тока, пропорционального содержанию определяемого компонента, в диапазоне:

- а) (4 – 20) мА (при суммарном электрическом сопротивлении линии связи и нагрузки не более 500 Ом);
- б) (0 – 5) мА (при суммарном электрическом сопротивлении линии связи и нагрузки не более 2 кОм);

Для газоанализатора ЕН7000-В выдачу аналогового сигнала по каждому измерительному каналу.

3) выдачу на экран газоанализатора информации о достижении содержания определяемого компонента установленных пороговых значений (ПОРОГ1 и ПОРОГ2) с одновременным переключением контактов оптореле для автоматического включения (отключения) внешних исполнительных устройств;

4) связь с внешними устройствами по интерфейсу RS485;

5) вывод сигналов порогов, отказа, текущего диапазона измерения или сигналов управления на внешние устройства (например, клапана);

6) удаленное управление газоанализатором: переключения текущего диапазона измерения, включения режима калибровки нуля, шкалы;

7) получение данных с внешних датчиков, например, давления, температуры, концентрации не измеряемых компонентов для учета их влияния на результаты измерения.

1.1.7 Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом, приведены в таблице 2.

Таблица 2

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
	%	млн ⁻¹	
Диоксид углерода (CO ₂)	—	от 0 до 10	±10,0
	—	от 0 до 25	±7,0
	—	от 0 до 50	±7,0
	—	от 0 до 100	±5,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±2,5
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
Оксид углерода (CO)	—	от 0 до 10	±12,0
	—	от 0 до 10	±18,0 ²⁾
	—	от 0 до 25	±10,0
	—	от 0 до 50	±7,0
	—	от 0 до 100	±5,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±2,0
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0

Продолжение таблицы 2

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
	%	млн ⁻¹	
Метан (CH ₄)	—	от 0 до 50	±10,0
	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±6,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,15	—	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±2,0
	от 0 до 0,5	—	±2,0
	от 0 до 1,0	—	±2,0
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
Ацетилен (C ₂ H ₂)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±10,0
	—	от 0 до 500	±10,0
	—	от 0 до 1000	±10,0
	от 0 до 0,2	—	±6,0
	от 0 до 0,5	—	±6,0
	от 0 до 1,0	—	±5,0
	от 0 до 2,0	—	±5,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±4,0
Диоксид серы (SO ₂)	—	от 0 до 25	±18,0
	—	от 0 до 50	±10,0
	—	от 0 до 100	±7,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±3,0

Продолжение таблицы 2

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
	%	млн ⁻¹	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 30,0	—	±3,0
	от 0 до 40,0	—	±3,0
	от 0 до 50,0	—	±3,0
	от 0 до 100,0	—	±3,0
Аммиак (NH ₃)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 15,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±4,0
	от 0 до 25,0	—	±4,0
	от 0 до 30,0	—	±4,0
	от 0 до 40,0	—	±4,0
	от 0 до 50,0	—	±4,0
	от 0 до 100,0	—	±3,0
Оксид азота (NO)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±2,5
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
	от 80 до 100,0	—	±4,0
Закись азота (N ₂ O)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±10,0
	—	от 0 до 500	±10,0
	—	от 0 до 1000	±7,0
	от 0 до 0,2	—	±7,0
	от 0 до 0,5	—	±5,0

Продолжение таблицы 2

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
	%	млн ⁻¹	
Закись азота (N ₂ O)	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±2,5
	от 0 до 30,0	—	±2,5
	от 0 до 40,0	—	±2,5
	от 0 до 50,0	—	±2,5
	от 0 до 100,0	—	±2,5
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 2,0	—	±8,0
	от 0 до 5,0	—	±8,0
Диоксид азота (NO ₂)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 250	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±3,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0

Примечание:

¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений

²⁾ для настройки и поверки данного исполнения используются ПГС с большими по значению пределами погрешности аттестации

Таблица 3 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний объемной доли, %	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			абсолютной (Δ), млн ⁻¹	относительной (δ), %
Гексафторид серы (SF ₆)	от 0 до 0,2	от 0 до 0,03 включ.	±20,0	—
		св. 0,03 до 0,20	—	±7,0

Таблица 4 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируе- мый газ	Диапазон показаний массовой concentra- ции, мг/м³	Диапазон измерений массовой concentra- ции, мг/м³	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			приведённой ¹⁾ (γ), %	относительной (δ), %
Оксид угле- рода CO	от 0 до 50	от 0 до 3 включ.	±20,0	—
		св. 3 до 50	—	±20,0
	от 0 до 75	от 0 до 30 включ.	±10,0	—
		св. 30 до 75	—	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±5,0	—
		св. 100 до 1000	—	±5,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±5,0	—
		св. 200 до 2000	—	±5,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±4,0	—
		св. 500 до 5000	—	±4,0
	от 0 до 10000	от 0 до 1500 включ.	±3,0	—
		св. 1500 до 10000	—	±3,0
Диоксид серы SO ₂	от 0 до 500	от 0 до 125 включ.	±12,0	—
		св. 125 до 500	—	±12,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±10,0	—
		св. 250 до 1000	—	±10,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±7,0	—
		св. 500 до 5000	—	±7,0
	от 0 до 10000	от 0 до 1000 включ.	±4,0	—
		св. 1000 до 10000	—	±4,0
Аммиак NH ₃	от 0 до 500	от 0 до 75 включ.	±10,0	—
		св. 75 до 500	—	±10,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±6,0	—
		св. 200 до 2000	—	±6,0
Диоксид азота NO ₂	от 0 до 300	от 0 до 150 включ.	±10,0	—
		св. 150 до 300	—	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±8,0	—
		св. 250 до 1000	—	±8,0
	от 0 до 2000	от 0 до 500 включ.	±6,0	—
		св. 500 до 2000	—	±6,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений				

Таблица 5 - Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термокондуктометрическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
Водород в азоте H_2+N_2	от 0 до 0,5	$\pm 5,0$
	от 0 до 1	$\pm 4,0$
	от 0 до 2	$\pm 2,5$
	от 0 до 3	$\pm 2,5$
	от 0 до 5	$\pm 2,5$
	от 0 до 10	$\pm 2,5$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 60	$\pm 2,0$
	от 0 до 80	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 30 до 40	$\pm 2,5$
	от 30 до 50	$\pm 2,0$
	от 30 до 60	$\pm 2,0$
	от 30 до 70	$\pm 2,0$
	от 30 до 80	$\pm 2,0$
	от 40 до 50	$\pm 2,5$
	от 40 до 60	$\pm 2,5$
	от 40 до 70	$\pm 2,0$
	от 40 до 80	$\pm 2,0$
	от 40 до 100	$\pm 2,0$
	от 50 до 70	$\pm 2,0$
	от 50 до 80	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$
	от 60 до 80	$\pm 2,0$
	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 3,0$
	от 98 до 100	$\pm 2,0$
	от 99 до 100	$\pm 4,0$
Водород в воздухе $H_2+воздух$	от 0 до 1	$\pm 4,0$
	от 0 до 2	$\pm 2,5$
	от 0 до 3	$\pm 2,5$
	от 0 до 4	$\pm 2,5$
Водород в диоксиде углерода H_2+CO_2	от 0 до 1	$\pm 4,0$
	от 0 до 2	$\pm 2,5$
	от 0 до 3	$\pm 2,5$
	от 0 до 5	$\pm 2,5$
	от 0 до 10	$\pm 2,5$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 60	$\pm 2,0$
	от 0 до 80	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 5

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газо- анализатора, %
Водород в диоксиде углерода H_2+CO_2	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 2,0$
Гелий в воздухе $He+воздух$	от 0 до 5	$\pm 3,0$
	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 5,0$
Диоксид серы в азоте SO_2+N_2	от 0 до 10	$\pm 2,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
Диоксид серы в воздухе $SO_2+воздух$	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
Диоксид углерода в азоте CO_2+N_2	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 30	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 3,0$
Метан в азоте CH_4+N_2	от 0 до 100	$\pm 2,0$
Гелий в азоте $He+ N_2$	от 0 до 2	$\pm 4,0$
	от 0 до 5	$\pm 3,0$
	от 0 до 10	$\pm 2,5$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$
	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 5,0$
Аргон в азоте $Ar+N_2$	от 0 до 3	$\pm 5,0$
	от 0 до 5	$\pm 4,0$
	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
Аргон в водороде $Ar+H_2$	от 97 до 100	$\pm 4,0$

Продолжение таблицы 5

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газо- анализатора, %
Аргон в воздухе Ar+воздух	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
Аргон в кислороде Ar+O ₂	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
Водород в кислороде H ₂ +O ₂	от 0 до 0,5	±4,0
	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 98 до 100	±2,0
Кислород в водороде O ₂ +H ₂	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
Водород в аргоне H ₂ + Ar	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±4,0
	от 0 до 10	±2,5
Гелий в аргоне He+Ar	от 0 до 30	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 10 до 25	±2,5
	от 80 до 100	±2,0
Водород в хлористом водороде H ₂ + HCl	от 0 до 10	±3,0
Водород в аммиаке H ₂ +NH ₃	от 0 до 1	±10,0
Водород в метане H ₂ + CH ₄	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
Азот в гелии N ₂ + He	от 0 до 100	±2,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диа- пазона измерений.		

Таблица 6 - Определяемый компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термомагнитным измерительным каналом.

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности га- зоанализатора, %
Кислород O ₂	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±3,0
	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 21	±2,0
	от 0 до 25	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 15 до 25	±4,0
	от 20 до 80	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±3,0
	от 95 до 100	±5,0
	от 98 до 100	±12,5
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диа- пазона измерений.		

Таблица 7 – Определяемый компонент, диапазон измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с магнитопневматическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной абсолютной по- грешности газоанализатора, Δ, %
Кислород O ₂	От 0 до 100	$\pm[0,05+0,005*(C-C_0)]$ С - числовое значение измеренной объёмной доли кислорода, % С ₀ - числовое значение объёмной доли кисло- рода в сравнительном газе, %

Таблица 8 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газо- анализатора, %
Кислород в водороде O ₂ +H ₂	От 0 до 1	±4,0
Водород в кислороде H ₂ +O ₂	От 0 до 2	±4,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диа- пазона измерений.		

1.1.12 Вид климатического исполнения газоанализатора – УХЛ4.2 по ГОСТ 15150–69.
Условия эксплуатации газоанализатора приведены в таблице 9.

Таблица 9

Наименование	Значение параметра	Группа исполнения (классификация)
Условия эксплуатации: – диапазон температуры окружающего воздуха – верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха – диапазон атмосферного давления – синусоидальная вибрация: А) для газоанализаторов с оптико-абсорбционным, термокондуктометрическим, термомагнитным, магнитопневматическим измерительным каналом: а) амплитуда смещения, не более б) диапазон частот Б) для газоанализаторов с термохимическим и хемилюминесцентным измерительным каналом: а) амплитуда смещения, не более б) диапазон частот – содержание коррозионных агентов в окружающей среде – допустимая степень электризации окружающей среды – производственная зона	от +5 до +50 °С; до 80 % (при +35 °С и более низких температурах без конденсации влаги); (84,0 - 106,7) кПа; 0,35 мм; (10 – 55) Гц; 0,1 мм (5 – 25) Гц в пределах норм, установленных ГОСТ 15150–69 для промышленной атмосферы; не более ¼ значения минимальной энергии воспламенения окружающей среды; а) согласно маркировке «1 Ex db IIC T5 Gb X»; б) взрывобезопасная	В4 по ГОСТ Р 52931–2008; В4 по ГОСТ Р 52931–2008; Р1 по ГОСТ Р 52931–2008; Н2 по ГОСТ Р 52931–2008; Л3 по ГОСТ Р 52931–2008 гл. 7.3 ПУЭ; «Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности»; ГОСТ 31610.0-2014, гл. 7.3 ПУЭ;
Рабочее положение изделий, входящих в состав газоанализатора: – преобразователя ЕН200В (ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В) – блока БВП–3В	вертикальное, штуцерами вверх передняя панель - вертикально	- -
Допускаемый угол наклона от рабочего положения в любом направлении преобразователей ЕН500В, ЕН800В, не более	5 °	3 (зависимая), по ГОСТ 13320-81

Продолжение таблицы 9

Наименование	Значение параметра	Группа исполнения (классификация)
Отвод газа с выхода газоанализатора	согласно отраслевым правилам безопасности	-
Примечания 1 Газоанализаторы по принципу действия являются изделиями, нечувствительными к воздействию: а) постоянных магнитных полей и (или) переменных полей сетевой частоты с напряжённостью до 400 А/м; б) промышленных радиопомех (Нормы 1-72, ..., 9-72). 2 Газоанализаторы не являются источником: шума, промышленных радиопомех, опасных излучений, выделений вредных веществ. 3 Отвод газа с выхода газоанализатора должен производиться согласно действующим отраслевым правилам безопасности.		

1.1.13 Анализируемая газовая смесь на входе газоанализатора для каждого измерительного канала должна иметь параметры, приведённые в таблице 10.

Таблица 10

Параметры	Измерительный канал					
	Опτικο-абсорбционный		Термокондукто- метрический	Терромаг- нитный	Магнитопнев- матический	Термохи- мический
	обогревае- мого типа	необогрева- емого типа				
Температура, °C	не менее 80 °C	(5 – 50) °C				
Содержание водя- ных паров	до 20 % об	до 3 % об. наличие капельной влаги в анализируемой газовой смеси – не допуска- ется				
Избыточное давление, кПа	до 15,0		до 98 ¹⁾	до 15,0	до 6,5	до 6,0
Разрежение, кПа	до 33		до 33	до 33	-	-
Объёмный рас- ход, л/ч	(45±15)		(15±5,0) (15±1,5) ²⁾	(15±5,0)	(45±15)	(23,0±1,0) ³⁾ (36,0±1,5) ⁴⁾
Состав	-		-	-	Прил. 3	1.1.17
Содержание взвешенных твёрдых частиц	до 1 мг/м ³					

Примечания:

1 Температура анализируемой газовой смеси на входе газоанализатора должна быть равна температуре окружающей среды.

¹⁾ до 392 кПа без индикатора расхода

²⁾ значение расхода для диапазонов:

- водород в азоте – (0 – 0,5) %, (0 – 1) %, (0 – 2) %;
- водород в воздухе – (0 – 1) %, (0 – 2) %;
- водород в диоксиде углерода – (0 – 1) %, (0 – 2) %;
- диоксид углерода в азоте – (0 – 10) %, (0 – 20) %;
- аргон в азоте – (0 – 10) %;
- водород в кислороде – (0 – 2) %;
- кислород в водороде – (0 – 1) %;
- водород в хлоре – (0 – 2) %;
- водород в аргоне – (0 – 2) %.

³⁾ при измерении кислорода в водороде

⁴⁾ при измерении водорода в кислороде

1.1.14 Параметры сравнительного газа на входе газоанализатора с магнитопневматическим измерительным каналом:

- а) состав - атмосферный воздух III класса чистоты по ГОСТ 17433-80;
- б) давление $(6,0 \pm 0,5)$ кПа (при этом расход составляет $(0,8 \pm 0,2)$ л/ч);
- в) концентрация механических примесей не более 2×10^{-5} кг/м³ при размере частиц 1×10^{-5} м.

Примечание – В качестве сравнительного газа также может быть использован азот (а также другие инертные газы по согласованию с предприятием–изготовителем газоанализатора).

1.1.15 При анализе коррозионно-активных, горючих газов в газоанализаторе предусмотрена продувка корпуса. В качестве продувочного газа следует использовать воздух КИП (качество согласно ISO 8573-1 класс 3 (максимальный размер частиц 40 мкм, максимальное содержание масла 1 мг/м³, максимальная точка росы +3 °С).

Газ, используемый для продувки не должен содержать компоненты анализируемого газа. Расход газа продува – (15 ± 5) л/ч., давление Р не более 400 Па.

Для соединения газовой линии продува газоанализатора с инертным газом необходимо использовать штуцера ВХОД ПРОДУВА, ВЫХОД ПРОДУВА.

1.1.16 Газоанализатор с оптико-абсорбционным измерительным каналом, укомплектованный блоком БКН, обеспечивает корректировку «нуля»:

а) в автоматическом режиме (периодичность и длительность режима должны устанавливаться по настройке программы);

б) в ручном режиме (калибровка «нуля» по ПГС №1).

В качестве нуля–газа при калибровке «нуля» рекомендуется использовать:

- а) азот газообразный технический по ГОСТ 9293–74;
- б) сжатый осушенный воздух КИП с параметрами по составу и содержанию посторонних примесей – не хуже соответствующих норм загрязнённости по классу 3 ГОСТ 17433–80;
- в) окружающий воздух (относительная влажность до 80 % при плюс 35 °С, наличие капельной влаги и агрессивных примесей не допускается), для исполнений газоанализатора на CO₂ и SO₂ использование в качестве нуля–газа окружающего воздуха не допускается.

Температура нуля–газа на входе газоанализатора должна быть равной температуре окружающей среды в диапазоне (5 – 50) °С.

1.1.17 Состав анализируемого газа для исполнения с термохимическим измерительным каналом:

- кислорода в водороде (O₂+H₂).....до 1,5 %;
- водорода в кислороде (H₂+O₂).....до 3,0 %.

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности для любого исполнения газоанализатора приведены в таблицах 2 – 7.

1.2.2 Газоанализатор обеспечивает выдачу результатов измерений в виде:

- а) цифровых показаний, выраженных в объёмных долях (% об. или млн⁻¹);
- б) цифровых показаний, выраженных в виде массовой концентрации (г/м³ или мг/м³), приведённых к нормальным условиям: Р=760 мм рт. ст.=101,3 кПа, Т=0 °С=273,15 К.

Коэффициенты пересчёта приведены в таблице 11.

Таблица 11

Наименование газа	Значение переводного коэффициента (K _о)	
	1 % об. → г/м ³	1 млн ⁻¹ → мг/м ³
Диоксид углерода (CO ₂)	19,77	1,977
Оксид углерода (CO)	12,56	1,256
Метан (CH ₄)	7,17	0,717
Ацетилен (C ₂ H ₂)	11,75	1,175
Диоксид серы (SO ₂)	29,26	2,926
Аммиак (NH ₃)	7,71	0,771
Гексафторид серы (SF ₆)	66,57	6,657

Продолжение таблицы 11

Наименование газа	Значение переводного коэффициента (K ₀)	
	1 % об. → г/м ³	1 млн ⁻¹ → мг/м ³
Оксид азота (NO)	13,40	1,340
Заись азота (N ₂ O)	19,81	1,981
Сероводород (H ₂ S)	15,39	1,539
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	28,60	2,860
Диоксид азота (NO ₂)	20,53	2,053
Кислород (O ₂)	14,27	1,427
Водород (H ₂)	0,908	0,0908
Гелий (He)	1,78	0,178
Аргон (Ar)	17,82	1,782
Хлористый водород (HCl)	16,39	1,639
Азот (N ₂)	12,51	1,251

При необходимости приведения к иным условиям по температуре и давлению среды (отличным от нормальных), коэффициенты пересчёта рассчитываются по формуле:

$$K_1 = K_0 \times \frac{P}{760} \times \frac{273}{(273 + T)},$$

где K₁ – коэффициент пересчёта при условиях, отличных от нормальных;

K₀ – коэффициент пересчёта при нормальных условиях (см. табл. 7);

P – давление, мм рт. ст.;

T – температура, °C.

в) унифицированного аналогового сигнала постоянного тока в диапазоне:

1) (4 – 20) мА (при суммарном электрическом сопротивлении линии связи и нагрузки не более 500 Ом);

2) (0 – 5) мА (при суммарном электрическом сопротивлении линии связи и нагрузки не более 2 кОм);

г) дискретного сигнала в виде переключающих контактов оптореле.

1.2.4 Газоанализатор формирует и выдаёт на внешние цепи:

– сигналы «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2» в виде переключающих контактов оптореле блока БВП–3В при выходе содержания контролируемого компонента анализируемого газа за пределы установленных пороговых значений;

– по RS–485 – результаты измерений содержания контролируемого компонента анализируемого газа, код режима (процесса), сигналы «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2», «НЕИСПРАВНОСТЬ».

Диапазон задания пороговых значений, кроме ЕН7000-ТХВ, составляет от 0 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений.

Диапазон задания пороговых значений ЕН7000-ТХВ составляет от 10 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений.

Контакты цепей сигнализации обеспечивают коммутацию переменного тока 1 А при напряжении 30 В или коммутацию постоянного тока 1 А при напряжении 30 В.

1.2.4 Номинальная статическая функция преобразования имеет вид:

$$I_{\text{вых}} = I_{\text{н}} + (I_{\text{в}} - I_{\text{н}}) \cdot \frac{C - C_{\text{н}}}{C_{\text{в}} - C_{\text{н}}}, \dots (1)$$

где $I_{\text{вых}}$ – выходной ток, мА;

$I_{\text{в}}, I_{\text{н}}$ – верхняя и нижняя границы диапазона выходного аналогового сигнала, мА;

C – объемная доля определяемого компонента в анализируемой газовой смеси, %;

$C_{\text{в}}, C_{\text{н}}$ – верхний и нижний пределы диапазона измерений объемной доли определяемого компонента, %.

1.2.5 Номинальная функция влияния неопределяемых компонентов газоанализатора ЕН7000-МПВ имеет вид:

(n)

$$\Psi_{(C_{\text{н}})} = \sum C_{\text{н}i} \times K_i \times 10^{-2}, \dots (2)$$

где $\Psi_{(Cн)}$ – абсолютное изменение показаний газоанализатора, вызванное влиянием неопределяемых компонентов, об. доли O_2 ;

C_{Hi} – объёмная доля i -го неопределяемого компонента в анализируемой газовой смеси, %;

K_i – коэффициент влияния i -го неопределяемого компонента (при градуировании газоанализатора на ПГС состава азот-кислород). Значение K_i приведены в Приложении А;

n – количество неопределяемых компонентов в газовой смеси.

Пределы допускаемого отклонения функции влияния от номинального значения составляют $\pm 0,5 \Psi_{(Cн)}$.

1.2.6 Пределы допускаемой погрешности срабатывания сигнального устройства, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора не более $\pm 0,2$.

1.2.7 Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора, для каждого измерительного канала, соответствуют значениям, приведённым в таблице 12.

Таблица 12

Измерительный канал	Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора
Оптико-абсорбционный	$\pm 0,5$ на каждые $10^\circ C$
Термоконтдуктометрический	
Термомагнитный	$\pm 0,7$ на каждые $10^\circ C$ для диапазонов измерения (95-100)%, (98-100)%
	$\pm 0,5$ на каждые $10^\circ C$ для остальных диапазонов измерения
Магнитопневматический	$\pm 1,0$ на каждые $10^\circ C$
Термохимический	$\pm 0,3$ на каждые $10^\circ C$

1.2.8 Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением давления анализируемой газовой смеси, в пределах рабочих условий для газоанализатора с термоконтдуктометрическим измерительным каналом на каждые 10 кПа от давления, при котором определялась основная погрешность, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора не более $\pm 0,25$.

1.2.9 Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной изменением атмосферного давления в пределах рабочих условий, для газоанализатора с термомагнитным измерительным каналом, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора не более $\pm 1,0$.

1.2.10 Время установления показаний (выходного сигнала) газоанализаторов ($T_{0,9}$), предел допускаемого времени работы без корректировки показаний (выходного сигнала) для каждого измерительного канала соответствуют значениям, приведённым в таблице 13.

Таблица 13

Измерительный канал	Время установления показаний $T_{0,9}$, сек.	Предел допускаемого времени работы без корректировки показаний (выходного сигнала), сутки
Оптико-абсорбционный	5	30
Термоконтдуктометрический	5	60
Термомагнитный	20	30
Магнитопневматический	3	90
Термохимический	30	30

1.2.11 Время прогрева и потребляемая мощность газоанализаторов соответствуют значениям, приведённым в таблице 14.

Таблица 14

Наименование	Время прогрева не более, мин.	Потребляемая мощность не более, ВА
ЕН7000-В	120	100
ЕН7000-ИКВ	60	40
ЕН7000-ТКВ	75	20
ЕН7000-ТМВ	120	20
ЕН7000-МПВ	10 (после продувки сравнительным газом)	65
ЕН7000-ТХВ	60	50

1.2.12 Газоанализаторы одного исполнения взаимозаменяемы.

1.2.13 Электропитание газоанализатора осуществляется от сети однофазного переменного напряжения (230^{+23}_{-23}) В, (50/60) Гц.

1.2.14 Газоанализатор имеет следующие показатели надёжности:

а) средняя наработка на отказ – не менее 50000 ч, критерием отказа является выход метрологических характеристик за пределы допускаемых значений, появление информации о неисправности;

б) суммарное значение среднего срока службы и среднего срока сохраняемости в заводской упаковке в отапливаемом помещении – не менее 10 лет, критерием предельного состояния газоанализатора является нецелесообразность восстановления работоспособности ремонтом.

Показатели надёжности установлены для условий и режимов хранения, транспортирования, эксплуатации и при техническом обслуживании в соответствии с руководством по эксплуатации ЛНПК2.840.266-02 РЭ.

1.2.16 Габаритные размеры и масса изделий, входящих в состав газоанализатора, соответствуют значениям, приведённым в таблице 15.

Таблица 15

Газоанализатор	Значение параметра			
	Ширина не более, мм	Высота не более, мм	Глубина не более, мм	Масса, кг
ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ: преобразователь ПИП блок БВП-3В	295	370	225	20
	210	200	310	20
ЕН7000-ИКВ: преобразователь ПИП блок БВП-3В	295	700	225	25
	210	200	310	20

1.3 Комплектность

1.3.1 Комплект поставки газоанализатора соответствует таблице 16.

Таблица 16

Обозначение	Наименование	Количество
	Изделия	
ЛНПК2.840.266-__	Газоанализатор ЕН7000-__	1 шт.
	Составные части изделия	
ЛНПК2.840.254-__	Блок первичного измерительного преобразователя ПИП (ЕН400В, ЕН200В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В)	1 шт.
ЛНПК2.729.006-__	Блока вторичного преобразователя БВП-3В-__	1 шт.
	Документация	
ЛНПК2.840.266 ПС	Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	1 экз.
ЛНПК2.840.266-02 РЭ	Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	1 экз.
Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266-02 РЭ	Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	1 экз.
ЛНПК2.840.266 МП	Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	1 экз.
	Комплекты	
ЛНПК4.070.413-__	Комплект ЗИП преобразователя ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В)	1 компл.
ЛНПК4.070.414	Комплект ЗИП БВП-3В	1 компл.
ЛНПК.4.075.148-	Комплект монтажных частей БВП-3В	1 компл.

1.4 Устройство и работа

1.4.1 Принцип работы и устройство газоанализаторов

1.4.1.1 Принцип работы измерительного канала, основанного на оптико-абсорбционном методе измерения, построен на избирательном поглощении контролируемым компонентом анализируемого газа инфракрасного излучения.

1.4.1.2 Принцип работы измерительного канала, основанного на термокондуктометрическом методе измерения, построен на зависимости теплопроводности анализируемой газовой смеси от содержания в ней определяемого компонента.

1.4.1.3 Принцип работы газоанализатора, основанного на термомагнитном методе измерения, построен на зависимости парамагнитных свойств определяемого компонента от температуры.

1.4.1.4 Принцип работы газоанализатора, основанного на магнитопневматическом методе измерения, построен на использовании высоких парамагнитных свойств кислорода, при которых в магнитном поле на границе двух сред с различной магнитной восприимчивостью возникает перепад давления, пропорциональный разности магнитных восприимчивостей этих сред. Используя газ с известной магнитной восприимчивостью (в дальнейшем сравнительный газ) по величине перепада давления определяют магнитную восприимчивость анализируемого газа, которая пропорциональна объемной доле кислорода в нем.

1.4.1.5 Принцип работы газоанализатора, основанного на термохимическом методе измерения, построен на зависимости теплового эффекта химической реакции окисления водорода и других горючих газов кислородом.

1.4.1. Работа газоанализатора основана на автоматической выборке данных, поступающих с первичного преобразователя ПИП на вход блока БВП-3В.

Выдача результата осуществляется на экран газоанализатора. Одновременно формируется информация в виде выходного сигнала постоянного тока и сигнальная информация при достижении содержания определяемого компонента установленных пороговых значений.

1.4.1.5 Газоанализаторы ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ состоят из двух конструктивно обособленных взрывонепроницаемых оболочек:

- преобразователя ПИП с кабелем связи КИПвЭВ;

- блока БВП–3В.

Газоанализатор ЕН7000-В состоит из:

- двух/трёх преобразователей ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В в любых сочетаниях);

- блока БВП–3В;

- блока коммутации БК.

Связь блока БВП–3В с преобразователем ПИП осуществляется по интерфейсу RS–485.

Схемы электрические соединений и подключения газоанализаторов ЕН7000-В приведены на рисунках А.1, А.2

Схема электрическая соединений и подключения газоанализаторов ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ приведена на рисунке А.3.

Рекомендуемые схемы подсоединения газоанализатора к сети RS–485 приведены на рисунке А.4.

Общий вид газоанализатора ЕН7000-ИКВ в сборе приведён на рисунке Б.1.

Общий вид газоанализаторов ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-ТХВ, ЕН7000-МПВ в сборе приведён на рисунке Б.2.

1.4.1.6 Преобразователь ПИП предназначен для преобразования значения концентрации контролируемого компонента в анализируемой газовой смеси в цифровой сигнал.

Состав взрывозащищенного преобразователя:

- первичный измерительный преобразователь (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В);

- устройство коммутации УК–1;

- блок контроллера;

- блок калибровки нуля БКН–6 (при наличии функции автоматической калибровки «нуля»);

- кабель связи.

На шасси преобразователя ЕН200В расположены:

- газовые вводы (штуцеры) «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД НУЛЬ–ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВА», «ВЫХОД ПРОДУВА»;

- кабельный ввод «ШИНА» с постоянно присоединенным кабелем связи КИПвЭВ 3х2х0,78 длиной от 0,6 м до 5 м в защитном герметичном металлорукаве;

- зажим заземления.

На шасси преобразователя ЕН400В, ЕН500В, ЕН800В расположены:

- газовые вводы (штуцеры) «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВА», «ВЫХОД ПРОДУВА»;

- кабельный ввод «ШИНА» с постоянно присоединенным кабелем связи КИПвЭВ 3х2х0,78 длиной от 0,6 м до 5 м в защитном герметичном металлорукаве;

- зажим заземления.

На шасси преобразователя ЕН600В расположены:

- газовые вводы (штуцеры) «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД СРАВНИТЕЛЬНОГО ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВА», «ВЫХОД ПРОДУВА»;

- кабельный ввод «ШИНА» с постоянно присоединенным кабелем связи КИПвЭВ 3х2х0,78 длиной от 0,6 м до 5 м в защитном герметичном металлорукаве;

- зажим заземления.

Общий вид преобразователя ЕН200В приведены на рисунке Б.3.

Общий вид преобразователей ЕН400В, ЕН500В, ЕН800В приведены на рисунке Б.4.

Общий вид преобразователя ЕН600В приведен на рисунке Б.5.

1.4.1.7 Блок БВП–3В предназначен для:

- задания алгоритма работы газоанализатора;

- ввода и редактирования параметров настройки, констант, служебных коэффициентов;

- обмена информацией с преобразователем ПИП;

- обработки и выдачи результатов измерений и иной служебной информации на внешние цепи;

- отображения результатов измерений, сервисных параметров и параметров настройки на экране жидкокристаллического дисплея;

- обеспечения преобразователя ПИП стабилизированным напряжением =24 В.

Общий вид блока БВП–3В приведён на рисунке Б.6.

Блок вторичного преобразователя БВП–3В состоит из:

- блока вторичного преобразователя БВП–3, включающего в себя:
 - а) блок индикации и коммутации БИК;
 - б) вычислитель;
 - в) блок выходных сигналов БВС–6В;
 - г) блок питания;
 - д) элемент питания ЭП;
 - е) блока интерфейсного БИ–485В;
- блока входных и выходных сигналов БВВС (опция);
- зажим заземления.

Общий вид блока БВП–3 приведён на рисунке Б.7.

На фальшпанели под смотровым окном расположены:

- жидкокристаллический дисплей;
- клавиатура с оптическими кнопками.

На основании блока БВП–3В расположены:

- резьбовые отверстия под установку кабельных вводов с маркировкой: «~(187 – 253) В 50/60 Гц», «ШИНА», «RS–485», «ВЫХОД1», «ВЫХОД2», «ВЫХОД3», «ВХОД»;

– резьбовые отверстия без маркировки под установку кабельных вводов при использовании блока входных и выходных сигналов БВВС.

На корпусе блока БВП–3 расположены разъемы: «~(187 – 253) В 50/60 Гц», «ВЫХОД 1», «ШИНА», «RS–485».

На корпусе блока БВВС расположены разъемы: «ВХОД », «ВЫХОД 2», «ВЫХОД 3» в соответствии с исполнением блока БВВС.

1.4.1.8 Блок коммутации БК предназначен для подключения до трёх преобразователей к блоку БВП–3В в исполнении ЕН7000–В. Небронированные кабельные линии защищаются от механических воздействий посредством герметичного металлорукава типа «ГЕРДА» и муфт для крепления металлорукава к кабельным вводам.

1.4.2 Работа газоанализатора

1.4.2.1 Общие сведения

1.4.2.1.1 Газоанализатор работает под управлением встроенной программы ЕН7000.01.01. Защита программного обеспечения от преднамеренных изменений обеспечивается путем применения специнструмента для открытия корпуса блока БВП–3В.

Иерархическая структура элементов меню программы приведена в приложении В.

Газоанализатор имеет следующие режимы: «ПРОГРЕВ», «ИЗМЕРЕНИЕ», «НАСТРОЙКА».

Управление работой газоанализатора и его настройка производится при помощи клавиатуры блока БВП–3В – оптических кнопок: **ОТМЕНА**, , , , , **ВВОД**.

Касаниями кнопок ,  осуществляется перемещение курсора в виде знака «*» по пунктам меню, выделение требуемого пункта или требуемой строки подменю. Касанием кнопки **ВВОД** осуществляется открытие выбранного пункта меню или активизация выбранной строки.

Касаниями кнопок ,  осуществляется активизация редактируемого знакоместа на экране блока БВП–3В, при этом под редактируемым знакоместом появляется подстрочный курсор в виде знака «_». При активизации знакоместа назначение кнопок ,  меняется. В процессе редактирования активизированного знакоместа при последовательном касании кнопки  цифра в знакоместе увеличивается на 1, при последовательном касании кнопки  – уменьшается на 1.

При касании кнопки **ОТМЕНА** происходит отмена текущей операции и возвращение газоанализатора в предыдущее состояние.

В газоанализаторе предусмотрена возможность блокировки оптических кнопок блока БВП–3В от случайного воздействия. Элементы меню, поясняющие способ перевода газоанализатора в режим блокировки, приведены в приложении В.

1.4.2.2 Режим «ПРОГРЕВ»

1.4.2.2.1 В режиме «ПРОГРЕВ» газоанализатор находится с момента подачи в него электропитания, время прогрева устанавливается программно, предельное значение времени прогрева указано в таблице 10.

При включении газоанализатора на экран блока БВП-3В выводится тест-окно, через 1 с – заставка (окно в формате рисунка 1).

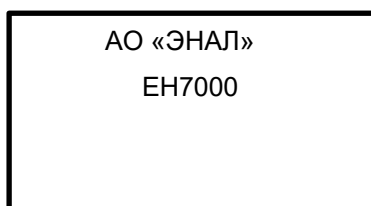


Рисунок 1 – Пример заставки

Через 2 с на экран блока БВП-3В выводятся идентификационные данные программного обеспечения.

Далее на экран блока БВП-3В выводится окно в формате рисунка 2.

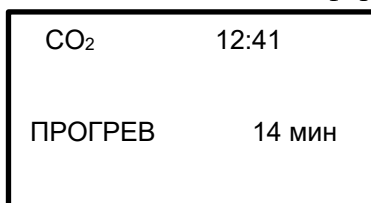


Рисунок 2 – Пример окна в режиме «ПРОГРЕВ»

На экран выводится: наименование режима – «ПРОГРЕВ», химическая формула контролируемого компонента (либо контролируемых компонентов) анализируемой газовой смеси, текущее время и оценочное время до окончания режима прогрева. Дополнительно однократным касанием кнопки **ВВОД** на экран блока БВП-3В выводятся: результаты измерения содержания контролируемого компонента анализируемого газа, выраженные либо в объёмных долях или в виде массовой концентрации, сообщение «п1» или «п1 п2» при выходе содержания контролируемого компонента анализируемого газа за пределы установленных пороговых значений. Результаты измерений в режиме прогрева не являются метрологически значимыми, носят исключительно информационный характер и потребителем не используются.

Возврат к формату окна согласно рисунку 2 осуществляется касанием кнопки **ОТМЕНА**.

1.4.2.3 Режим «ИЗМЕРЕНИЕ»

1.4.2.3.1 По завершении прогрева газоанализатор автоматически переходит в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран блока БВП-3В выводится окно в формате рисунка 3.

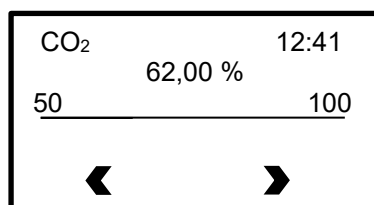


Рисунок 3 – Пример окна в режиме «ИЗМЕРЕНИЕ»

На экран выводится: химическая формула контролируемого компонента анализируемого газа, текущее время, результаты измерения содержания анализируемого газа, выраженные в объёмных долях или в виде массовой концентрации, сообщение «п1» или «п1 п2» при выходе содержания контролируемого компонента анализируемого газа за пределы установленных пороговых значений, диаграмма результатов измерений с указанием предельных значений диапазона измерений, знаки «<», «>», определяющие оценочное положение пороговых значений и условия срабатывания устройства сигнализации.

В режиме «ИЗМЕРЕНИЕ» осуществляется измерение содержания контролируемого компонента анализируемого газа, измерение температуры кюветы и давления анализируемого газа.

В режиме «ИЗМЕРЕНИЕ» выдаются:

- на экран блока БВП–3В – информация в формате рисунка 3;
- на внешние цепи:

а) результаты измерений содержания контролируемого компонента в анализируемом газе – в виде аналогового сигнала постоянного тока;

б) сигналы «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2», «НЕИСПРАВНОСТЬ» – в виде переключающих контактов оптореле;

– информация по RS–485:

а) результаты измерений содержания контролируемого компонента в анализируемом газе;

б) код режима (процесса);

в) сигналы «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2», «НЕИСПРАВНОСТЬ».

Сигналы «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2», «НЕИСПРАВНОСТЬ» выводятся на разъём «ВЫХОД1» в соответствии с настройками заказчика.

По умолчанию на разъём «ВЫХОД1» выводятся:

- сигнал «ПОРОГ1» на оптореле 1;
- сигнал «ПОРОГ2» на оптореле 2;
- сигнал «НЕИСПРАВНОСТЬ» на оптореле 3;
- оптореле 4 – резервное.

Коды и карта адресов приведены в протоколе обмена газоанализатора с внешней аппаратурой (приложение «Д»).

При возникновении неисправности на экран блока БВП–3В выводятся параметры, выходящие за установленные пределы. Возможные неисправности и контролируемые параметры приведены в приложении В.

В газоанализаторах с блоком БКН–6 в течение 30 мин после окончания прогрева и перехода в режим «ИЗМЕРЕНИЕ» запускается режим «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ». Режим «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ» устанавливается программно при введении временных параметров в режиме «НАСТРОЙКА». На экран газоанализатора выводится окно в формате рисунка 4.

CO ₂	12:41
0,00 %	
АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ	
Осталось	2 мин

Рисунок 4 – Пример окна в режиме «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ»

На экран выводятся: химическая формула контролируемого компонента анализируемого газа, текущее время, результаты измерения содержания контролируемого компонента анализируемого газа (нуль–газа), оценочное время режима автоматической настройки нуля.

Начинается обратный отсчёт времени. По завершении режима настройки нуля газоанализатор возвращается в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран блока БВП–3В выводится окно в формате рисунка 3.

В режиме «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ» на разъём «ТОК ВЫХОДА» выводятся результаты измерений содержания контролируемого компонента анализируемого газа, определённые до момента перехода газоанализатора в режим настройки нуля.

По выходу «RS–485» может передаваться информация о результатах измерений, определённых до момента перехода газоанализатора в режим настройки нуля и код режима настройки (информация передаётся по запросу потребителя).

1.4.2.4 Режим «НАСТРОЙКА»

1.4.2.4.1 В режиме «НАСТРОЙКА» производится:

- настройка газоанализатора (настройка нуля и шкалы по ПГС), запуск внеочередной автоматической настройки нуля;
- ввод и редактирование параметров настройки (выходных, временных, информационных);
- диагностика;

- а) проверка соответствия содержания контролируемого компонента значению выходного токового сигнала газоанализатора;
- б) проверка работоспособности устройства сигнализации;
- в) проверка состояния.

1.4.2.4.2 В режиме настройки нуля газоанализатора по ПГС на штуцер «ВХОД ГАЗА» преобразователя ЕН200В(ЕН400В, ЕН500В ЕН600В, ЕН800В) подаётся ПГС, соответствующая началу диапазона измерений.

П р и м е ч а н и е – Для исполнения газоанализатора, при проверке которого используется эквивалентная ПГС, значение $C_{ПГС}$ определяется по формуле

$$C_{ПГС1} = K_0 + K * C_{ЭКВ}$$

где K_0 , K – коэффициенты, значения которых приведены в приложении Г;

$C_{ЭКВ}$ – содержание эквивалентного газа в эквивалентной ПГС, указанное в паспорте на ПГС % об.

Для перевода газоанализатора в режим настройки нуля по ПГС необходимо ввести пароль, войти в меню «НАСТРОЙКА НУЛЯ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА НУЛЯ», установить курсор на строке « $C_{ПГС1}$ », активизировать знакоместо и установить значение концентрации согласно паспорту на баллон с ПГС, коснуться кнопки **ВВОД**. Установить курсор на строке «Пуск», на экран выводится окно в формате рисунка 5.

НАСТРОЙКА НУЛЯ	
0,53 %	
$C_{ПГС1}=0,00$ %	
Осталось	125 с

Рисунок 5 – Пример окна в режиме настройки нуля по ПГС

На экран выводятся следующие данные: наименование режима, текущее значение содержания контролируемого компонента анализируемого газа, паспортные данные подаваемой на вход газоанализатора ПГС, оценочное время режима настройки нуля. Начинается обратный отсчёт времени.

Режим настройки нуля газоанализатора по ПГС используется при проведении ремонтных или регламентных работ.

По завершении режима настройки нуля касаниями кнопки **ОТМЕНА** газоанализатор возвращается в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран блока БВП–3В выводится окно в формате рисунка 3. Программой предусмотрен автоматический переход в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», если с момента последнего касания кнопки прошло более 5 мин.

1.4.2.4.3 В режиме настройки шкалы газоанализатора по ПГС на штуцер «ВХОД ГАЗА» газоанализатора подаётся ПГС, соответствующая концу диапазона измерений.

П р и м е ч а н и е – Для исполнения газоанализатора, при проверке которого используется эквивалентная ПГС, значение $C_{ПГС}$ определяется по формуле

$$C_{ПГС1} = K_0 + K * C_{ЭКВ}$$

где K_0 , K – коэффициенты, значения которых приведены в приложении Г;

$C_{ЭКВ}$ – содержание эквивалентного газа в эквивалентной ПГС, указанное в паспорте на ПГС % об.

Для перевода газоанализатора в режим настройки шкалы по ПГС необходимо ввести пароль, войти в меню «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ», установить курсор на строке « $C_{ПГС3}$ », коснуться кнопки **ВВОД**, активизировать знакоместо и установить значение концентрации согласно паспорту на баллон с ПГС, коснуться кнопки **ВВОД**. Установить курсор на строке «Пуск», на экран блока БВП–3В выводится окно в формате рисунка 6.

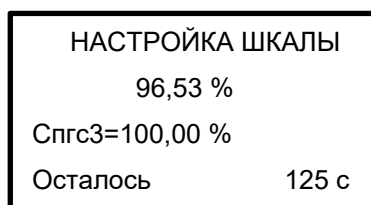


Рисунок 6 – Пример окна в режиме «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ»

На экран блока БВП–3В выводятся следующие данные: наименование режима, текущее значение содержания контролируемого компонента анализируемого газа, паспортные данные подаваемой на вход газоанализатора ПГС, оценочное время режима настройки шкалы. Начинается обратный отсчёт времени.

Режим настройки шкалы газоанализатора по ПГС используется при проведении ремонтных или регламентных работ.

По завершении настройки шкалы касаниями кнопки **ОТМЕНА** газоанализатор возвращается в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран выводится окно в формате рисунка 3. Программой предусмотрен автоматический переход в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», если с момента последнего нажатия кнопки пошло более 5 мин.

1.4.2.4.4 В режиме внеочередного запуска автоматической настройки нуля на штуцер «НУЛЬ–ГАЗ» газоанализатора подаётся ноль–газ с параметрами согласно пп. 1.1.13.

Для перевода газоанализатора в режим внеочередной автоматической настройки нуля необходимо ввести пароль, войти в меню «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «АВТ. НАСТРОЙКА НУЛЯ», установить курсор на строке «Пуск» и коснуться кнопки **ВВОД**. На экран блока БВП–3В выводится окно в формате рисунка 7.

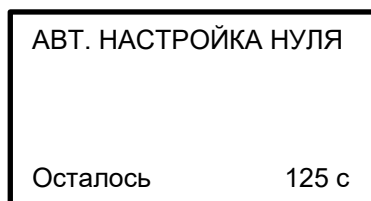


Рисунок 7 – Пример окна в режиме внеочередной автоматической настройки нуля
Начинается обратный отсчёт времени.

По завершении настройки нуля касаниями кнопки **ОТМЕНА** газоанализатор возвращается в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран выводится окно в формате рисунка 3. Программой предусмотрен автоматический переход в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», если с момента последнего касания кнопки прошло более 5 мин.

1.4.2.4.5 При выпуске из производства производится настройка газоанализатора, вводятся:

- выходные параметры: устанавливаются параметры сигнализации, диапазон выходного токового сигнала, параметры интерфейса RS–485, параметры свечения экрана;
- временные параметры: дата и время, период и длительность режима автоматической настройки нуля;
- информационные параметры:
 - а) наименование газоанализатора;
 - б) химическая формула и диапазон измерений контролируемого компонента анализируемого газа;
 - в) заводской номер газоанализатора;
 - г) год выпуска газоанализатора из производства.

Вход в соответствующие подменю осуществляется при введении пароля по схеме «НАСТРОЙКА» ⇒ «ПАРАМЕТРЫ ВЫХОДНЫЕ» или «ПАРАМЕТРЫ ВРЕМЕННЫЕ» или «ПАРАМЕТРЫ ИНФОРМ.».

Знак «Λ» или «v» на экране блока БВП–3В означает возможность и направление прокрутки.

Данная информация предназначена для просмотра, при необходимости редактирования тех или иных информационных параметров необходимо вводить дополнительные пароли.

1.5 Обеспечение взрывозащищённости газоанализатора

1.5.1 Газоанализаторы, выполненные с видом взрывозащиты взрывонепроницаемая оболочка по ГОСТ 31610.0-2014, ГОСТ 60079-1-2013.

Взрывозащищённость изделий, входящих в состав газоанализатора, обеспечивается следующим:

- лакокрасочные покрытия соответствуют требованиям ГОСТ 9.032–74, толщина лакокрасочных покрытий составляет 0,15 мм;
- резьбовые соединения оболочек соответствуют требованиям ГОСТ 60079-1-2013;
- преобразователи ПИП ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В, блок БВП–3В, блок БК согласно ГОСТ 12.2.007.0–75 должны иметь внутренний и наружный контактные зажимы для подсоединения заземляющего проводника, выполненные по ГОСТ 21130–75. Внутренний контактный зажим электрически соединен с наружным контактным зажимом;
- в качестве соединительных контактных зажимов внутри оболочек используются клеммники с пружинным зажимом проводников. Клеммники и проводники кабеля связи имеют маркировку согласно схеме электрической соединений и подключения;
- стекло смотрового окна блока БВП–3В установлено на компаунде «Виксинт К–68», который сохраняет защитные свойства во всём диапазоне температур, соответствующих нормальным условиям эксплуатации газоанализатора, наикратчайший путь через герметизированное соединение изнутри наружу взрывонепроницаемой оболочки составляет 18 мм;
- на штуцерах «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД НУЛЬ-ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВА», «ВЫХОД ПРОДУВА», «ВХОД СРАВНИТЕЛЬНОГО ГАЗА» установлены огнепреградители для предотвращения распространения взрыва по присоединяемым газовым линиям. Ширина щели взрывонепроницаемого цилиндрического соединения огнепреградителя равна 0,15 мм, длина – 44 мм согласно ГОСТ 60079-1-2013;
- плата элемента питания SL–350/Р блока БВП–3В залита компаундом «Виксинт К–68» согласно ГОСТ 60079-1-2013;
- кабельные вводы преобразователя ПИП, блока БВП–3В, блока БК являются взрывозащищёнными изделиями, имеют маркировку взрывозащиты Exd II CU;
- постоянно присоединенный кабель связи преобразователя ПИП (тип КИПвЗВ, не бронированный) имеет защитную оболочку – герметичный металлорукав;
- изделия, входящие в состав газоанализатора, являются ударостойкими под воздействием вертикально падающего тела массой 1 кг с высоты 0,7 м для преобразователя ПИП и 0,4 м для блока БВП–3В согласно ГОСТ 31610.0-2014;
- смотровое стекло блока БВП–3В является стойким к воздействию теплового удара по ГОСТ 31610.0-2014;
- оболочки изделий, входящих в состав газоанализатора, являются стойкими к воздействию давления, равного 1,5 МПа, за время выдержки (10+2) с согласно ГОСТ 60079-1-2013;
- температурный класс газоанализатора – «Т5» с коэффициентом безопасности 1,2;
- степень защиты, обеспечиваемой оболочками преобразователя ПИП и блока БВП–3В, – IP66 по ГОСТ 14254–2015.
- крышки и части оболочек газоанализатора, установленные на резьбе, предохранены от самоотвинчивания: крышки и корпуса – стопорными винтами ГОСТ 8878-93, корпуса огнепреградителей – стопорными пластинами, кабельные вводы и заглушки – герметиком-фиксатором резьбы.

Чертежи средств взрывозащиты приведены на рисунках Б.8 - Б.14.

1.6 Средства измерений, инструменты и принадлежности

1.6.1 Перечень средств измерительной техники, оборудования, инструментов и принадлежностей, необходимых для контроля, регулирования и выполнения работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газоанализатора, приведены в таблице 17.

Таблица 17

Наименование	Обозначение документа, регламентирующего технические требования и (или) метрологические или технические характеристики	Количество	Примечание
Мультиметр цифровой типа Fluke	—	1	—
Поверочные газовые смеси (ПГС)	согласно приложению Г		
Манометр образцовый МО–1	ТУ 25-05-1664-74	1	класс точности 0,4

1.7 Маркировка

1.7.1 Изделия, входящие в состав газоанализатора, имеют легко читаемую маркировку на основной части корпуса. Маркировка газоанализатора выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2014, ГОСТ 60079-1-2013, ГОСТ 26828–86.

1.7.2 Маркировка преобразователя ЕН200В (ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В):

а) на планке, закреплённой на шасси преобразователя, методом лазерной гравировки нанесены надписи:

1) предупредительная надпись – «ОТКРЫВАТЬ ВО ВЗРЫВООПАСНОЙ ЗОНЕ ЗАПРЕЩАЕТСЯ!»;

2) наименование штуцеров – «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД НУЛЬ-ГАЗА»; «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВА», «ВЫХОД ПРОДУВА», «ВХОД СРАВНИТЕЛЬНОГО ГАЗА»;

3) наименование кабельного ввода – «ШИНА»;

4) маркировка взрывозащиты – «I Ex db IIC T5 Gb X»;

5) степень защиты, обеспечиваемая оболочкой преобразователя – «IP66»;

6) наименование органа по сертификации;

7) обозначение сертификата;

8) знак соответствия техническому регламенту (ТР) Таможенного союза – «ЕАС»;

9) знак, указывающий на соответствие газоанализатора стандартам на взрывозащиту – **Ex**;

10) знак заземления рядом с зажимом защитного заземления;

б) на торцевой крышке методом лазерной гравировки должна быть нанесена предупредительная надпись «ОТКРЫВАТЬ ВО ВЗРЫВООПАСНОЙ ЗОНЕ ЗАПРЕЩАЕТСЯ!»;

в) на шасси закреплены две планки, на каждой из которых методом лазерной гравировки нанесено:

1) на первой планке:

– товарный знак предприятия–изготовителя – «ЭНАЛ»;

– наименование изделия – «ЕН7000-В» («ЕН7000-ИКВ», «ЕН7000-ТКВ», «ЕН7000-ТМВ», «ЕН7000-МПВ», «ЕН7000-ТХВ»);

– химические формулы контролируемых компонентов;

– диапазоны измерений контролируемых компонентов;

– пределы основной погрешности газоанализатора;

– номер изделия по системе нумерации предприятия–изготовителя – «Зав. № _____»;

– год изготовления – «20 _____ г.»;

2) на второй планке:

– товарный знак предприятия–изготовителя – «ЭНАЛ»;

– наименование изделия – «ЕН200В» («ЕН400В», «ЕН500В», «ЕН600В», «ЕН800В»);

– номер изделия по системе нумерации предприятия–изготовителя – «Зав. № _____»;

– год изготовления – «20 _____ г.»;

г) на наконечниках проводов кабеля связи методом лазерной гравировки нанесены номера соответствующих проводников.

1.7.3 Маркировка блока БВП–3В:

а) на монтажном фланце блока БВП–3В методом лазерной гравировки нанесены надписи:

- 1) наименование кабельных вводов – «~(187 – 253) В 50/60 Гц», «ШИНА», «RS-485», «СИГН.», «ТОК ВЫХ.»;
- 2) знак заземления рядом с зажимом защитного заземления;
- 3) маркировка взрывозащиты – «1 Ex db IIC T5 Gb»;
- 4) наименование органа по сертификации;
- 5) обозначение сертификата;
- 6) степень защиты, обеспечиваемая оболочкой блока БВП-3В – «IP66»;
- 7) знак соответствия техническому регламенту (ТР) Таможенного союза – «ЕАС»;
- 8) знак, указывающий на соответствие газоанализатора стандартам на взрывозащиту – ;

б) на крышке методом лазерной гравировки нанесены предупредительные надписи «ОТКРЫВАТЬ ВО ВЗРЫВООПАСНОЙ СРЕДЕ ЗАПРЕЩАЕТСЯ!», «ОТКРЫВАТЬ, ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ»;

в) на фальшпанели под смотровым стеклом:

- 1) наименование газоанализатора – «ЕН7000»;
- 2) наименование оптических кнопок , , , , , .

г) на вводной коробке закреплены две планки, на каждой из которых методом лазерной гравировки нанесено:

1) на первой планке:

- товарный знак предприятия-изготовителя – «ЭНАЛ»;
- наименование изделия – «ЕН7000»;
- химические формулы контролируемого компонента;
- диапазоны измерений контролируемых компонентов;
- пределы основной погрешности газоанализатора;
- номер изделия по системе нумерации предприятия-изготовителя – «Зав. № _____»;
- год изготовления – «20_____ г.»;

2) на второй планке:

- товарный знак предприятия-изготовителя – «ЭНАЛ»;
- наименование изделия – «БВП-3В»;
- номер изделия по системе нумерации предприятия-изготовителя – «Зав. № _____»;
- год изготовления – «20_____ г.».

1.7.4 Маркировка блока БК:

- 1) предупредительная надпись – «ОТКРЫВАТЬ ОТКЛЮЧИВ ОТ СЕТИ»;
- 2) наименование кабельных вводов – «ШИНА», «КАНАЛ 1», «КАНАЛ 2», «КАНАЛ 3»;
- 3) знак заземления рядом с зажимом защитного заземления;
- 4) на планке:
 - товарный знак предприятия-изготовителя – «ЭНАЛ»;
 - наименование изделия – «БК»;
 - номер изделия по системе нумерации предприятия-изготовителя – «Зав. № _____»;
 - год изготовления – «20_____ г.»;
 - маркировка взрывозащиты – «1 Ex db IIC T5 Gb X»;
 - степень защиты, обеспечиваемая оболочкой преобразователя – «IP66»;
 - обозначение сертификата;
 - знак соответствия техническому регламенту (ТР) Таможенного союза – «ЕАС»;
 - знак, указывающий на соответствие блока стандартам на взрывозащиту – Ex;

1.7.5 Знак соответствия техническому регламенту (ТР) Таможенного союза – «ЕАС» внесен в паспорт ЛНПК2.840.266 ПС и в руководство по эксплуатации ЛНПК2.840.266-02 РЭ.

1.7.6 Транспортная маркировка выполнена по ГОСТ 14192-96 и содержит:

- а) манипуляционные знаки: «Хрупкое. Осторожно», «Беречь от влаги», «Верх»;
- б) надписи:

1) на транспортном ящике блока БВП-3В:

«Ящик №1»;

«Изделие ЕН7000–_____, Зав. № _____ 20 _____ г.»;

«Блок БВП-3В–_____, Зав. № _____ 20 _____ г.».

2) на транспортном ящике преобразователя ПИП:

«Ящик №2»

«Изделие ЕН7000–_____, Зав. №_____ 20 _____ г.»;

«Преобразователь ЕН200В–_____, Зав. №_____ 20 _____ г.».

1.7.7 На передней панели исполнений ЕН7000–ТХ, ЕН7000–ТХВ предназначенного для измерения концентрации водорода в кислороде, нанесена полоса голубого цвета с надписью «Кислород. Опасно!».

1.8 Упаковка

1.8.1 Упаковка изделий, входящих в состав газоанализатора, соответствует требованиям ГОСТ 23170–78, консервация – ГОСТ 9.014–78.

Примечание – Перед упаковкой необходимо убедиться, что кабельные вводы «ШИНА», «~(187 – 253) В 50/60 Гц», «СИГН.», «ТОК ВЫХ.», «RS–485» блока БПВ–3В и штуцеры «ВХОД ГАЗА», «ВЫХОД ГАЗА», «ВХОД НУЛЬ–ГАЗА», «ВХОД ПРОДУВ», «ВЫХОД ПРОДУВ», «ВХОД СРАВНИТЕЛЬНОГО ГАЗА» преобразователя ПИП заглушены.

1.8.2 Внутренняя упаковка и консервация изделий, входящих в состав газоанализатора, комплекта запасных частей и принадлежностей (ЗИП) (подраздел 1.7) соответствует требованиям ГОСТ 9.014–78.

Срок действия консервации – 1 год.

1.8.3 Упаковка изделий, входящих в состав газоанализатора, проводится в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха в диапазоне (15 – 40) °С и относительной влажности до 80 % при отсутствии в окружающей среде агрессивных примесей.

1.8.4 Блок БВП–3В и преобразователь ПИП, упакованные согласно п. 1.8.2, уложены в транспортные ящики №1 и №2 по ГОСТ 5959–80. Размеры транспортной тары соответствуют требованиям ГОСТ 21140–88. Комплект ЗИП уложен в транспортный ящик №2.

1.8.5 Эксплуатационные, товаросопроводительные документы и упаковочный лист упакованы отдельно в заваренные пакеты из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354–82 и уложены под крышку каждого транспортного ящика согласно ГОСТ 23170–78.

2 РАЗМЕЩЕНИЕ, МОНТАЖ И ДЕМОНТАЖ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА

2.1 Общие указания

2.1.1 Распаковку изделий, входящих в состав газоанализатора, в зимнее время необходимо проводить в отапливаемом помещении. Во избежание оседания влаги необходимо перед распаковкой выдержать изделия, входящие в состав газоанализатора, в упаковочной таре не менее 24 ч в отапливаемом помещении.

2.1.2 Провести внешний осмотр изделий, входящих в состав газоанализатора, проверить их целостность. Механические повреждения не допускаются.

2.2 Требования к месту монтажа

2.2.1 В местах размещения газоанализатора должны быть предусмотрены закладные элементы для крепления газовых линий и кабельных трасс.

Кабели и газовые линии должны быть защищены от повреждений.

2.2.2 К месту размещения газоанализатора должно быть подведено электропитание (однофазное переменное напряжение $\sim(187 - 253)$ В с частотой (50 ± 1) Гц или (60 ± 1) Гц и провод заземления.

2.2.3 Места установки изделий, входящих в состав газоанализатора, должны иметь освещение согласно требованиям действующих санитарных норм.

2.3 Обеспечение взрывозащищённости при монтаже

2.3.1 Монтаж и эксплуатация газоанализатора должны производиться с соблюдением требований:

- «Правил устройства электроустановок», «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», утверждённых уполномоченными органами, «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» других нормативных документов;

- гл. 7.3 ПУЭ;

- действующих отраслевых инструкций по монтажу электрооборудования во взрывоопасных зонах.

2.3.2 К работе с газоанализатором должны допускаться лица, ознакомившиеся с руководством по эксплуатации ЛНПК2.840.266-02 РЭ, правилами эксплуатации электроустановок потребителей, прошедшие инструктаж и проверку знаний по технике безопасности и противопожарной безопасности с присвоением соответствующей квалификационной группы.

2.3.3 В условиях эксплуатации должен быть обеспечен свободный доступ к штуцерам, кабельным и газовым вводам изделий, входящих в состав газоанализатора.

2.3.4 При монтаже и эксплуатации газоанализатора любого исполнения должны учитываться правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, а также требования ОСТ 11.073.062–2001.

2.4 Монтаж газоанализатора

2.4.1 Перед монтажом газоанализатора необходимо проверить:

- комплектность;

- целостность и отсутствие повреждений изделий, входящих в состав газоанализатора;

- маркировку взрывозащиты.

2.4.2 Изделия, входящие в состав газоанализатора, должны крепиться на жёсткой вертикальной плоскости (панели).

Схема электрическая подключений газоанализатора и рекомендуемые марки кабелей приведены на рисунках А.1, А.2, А.3. Подключение газоанализатора к сети RS–485 производить согласно рисунку А.4.

Для подключения кабельных линий установлены кабельные вводы ВК-С-ВЭЛ2БТ-G1/2-Exd-G1/2-V1,5 ПИНЮ.681153.002ТУ для трубной проводки, для бронированных и небронированных кабелей и подключения металлорукавов типа «ГЕРДА». Кабельные вводы предназначены для ввода кабелей круглого сечения диаметром от 7 до 14 мм (без брони). Допускается использование кабельных вводов с идентичными характеристиками.

Для подключения до трех преобразователей к одному блоку БВП-3В (исполнение ЕН7000-В) используется блок коммутации БК с маркировкой взрывозащиты «1Ex db IIC T6 Gb». Внутри блока БК расположено устройство коммутации УК-3 ЛНПК5.288.032. Для формирования требуемой компоновки в пространстве используются Ex-компоненты типа фитингов и переходных муфт с маркировкой взрывозащиты «1Ex db IIC T6 Gb». Небронированные кабельные линии защищаются от механических воздействий посредством герметичного металлорукава типа «ГЕРДА» и муфт для крепления металлорукава к кабельным вводам.

2.4.3 Монтаж кабельных линий газоанализатора проводить согласно рисункам А.1, А.2 в последовательности:

- отвинтить корпус оболочки блока БВП-3В, отвинтить винты крепления блока БВП-3, извлечь блок БВП-3;
- разделить концы подводимых кабелей на отдельные изолированные жилы:
 - длиной (250 ± 10) мм (для кабелей, вводимых в блоки ПИП ЕН и БВП-3В);
 - длиной (50 ± 5) мм для кабелей, вводимых во взрывозащищенную коробку;
- удалить изоляцию с каждой жилы на участке длиной $(7 - 10)$ мм, плотно скрутить провода каждой жилы, надеть и обжать кабельные наконечники в соответствии с сечением проводов, маркировать провода надписями на наконечниках согласно схеме подключений, обеспечить изоляцию экрана от корпуса;
- разобрать кабельные вводы, начиная разборку с деталей, расположенных на противоположной от резьбы ввода стороне;
- подобрать из комплекта уплотнительные кольца в соответствии с диаметрами кабелей и маркировкой диаметра, нанесенной на кольца, при этом внутренний диаметр кольца должен быть равен наружному диаметру зажимаемой части кабеля с погрешностью не более 1 мм;
- надеть на кабель все детали кабельного ввода в порядке и последовательности разборки ввода;
- разделанные кабели ввести в вводную коробку блока БВП-3В и подсоединить проводники кабелей в соответствии со схемой подключений с использованием разъёмов из состава комплекта монтажных частей ЛНПК4.075.149;
- кабель от преобразователя ПИП ввести в вводную коробку блока БВП-3В через кабельный ввод «ШИНА», закрепить металлорукав кабеля на кабельном вводе, подсоединить проводники кабеля в соответствии со схемой подключений с использованием разъёма из состава комплекта монтажных частей ЛНПК4.075.149. По умолчанию первичные преобразователи поставляются с кабелем КИПвЭВ 3х2х0,78, защищенного герметичным металлорукавом «Герда», длиной 600 мм. Допускается увеличение длины кабеля до 5 м.;
- при монтаже газоанализатора ЕН7000-В с количеством подключаемых преобразователей ПИП до трех, кабели от преобразователей завести в блок коммутации БК подсоединить к клеммникам устройства коммутации УК-3 ЛНПК5.288.032 согласно схеме А.1 или А.2. Подключить блок коммутации БК к блоку БВП-3В посредством кабеля КИПвЭВ 3х2х0,78, защищенного металлорукавом, согласно схеме А.1 или А.2. Пример схемы монтажа газоанализатора ЕН7000-В с тремя первичными преобразователями представлен на рисунке Б.15.
- собрать кабельные вводы совместно с кабелями, конец наружной оболочки кабеля должен выступать из кабельного ввода не менее, чем на 5 мм, внутри изделия в составе которого данный ввод применен;
- проверить состояние уплотнения введенных кабелей, зафиксировать кабели при помощи зажимных гаек кабельных вводов, кабели не должны выдергиваться и проворачиваться в кабельных вводах.
- к зажимам заземления преобразователя ПИП и блока БВП-3В подключить провода заземления; при использовании многожильного провода заземления соединение со шпилькой зажима заземления выполнить с использованием кольцевой обжимной клеммы, провод заземления зачистить от изоляции на $(8-10)$ мм и обжать в кольцевой клемме; при использовании одножильного провода заземления, зачищенный от изоляции участок провода изогнуть в виде кольца внутренним диаметром $(6+1)$ мм; проверить величину сопротивления заземляющего устройства, сопротивление должно быть не более 4 Ом;
- закрепить блок БВП-3 на вводной коробке;
- произвести подсоединение к разъёмам блока БВП-3 согласно схеме подключений;

– установить корпус оболочки на вводную коробку, завинтить корпус до упора, зазор не должен превышать 1 мм.

2.4.4 Подключение трубопроводов к газоанализатору проводить в последовательности:

- отвинтить накидные гайки штуцеров преобразователя ПИП, снять транспортные заглушки;
- приварить к ниппелям ЛНПК8.652.002 из состава ЗИП трубки – сталь 12Х18Н10Т;
- установить ниппели и накидные гайки на штуцерах, затянуть накидные гайки до упора.

2.4.5 Далее для исполнения ЕН7000-ТХВ

2.4.5.1 При избыточном давлении во входных линиях в диапазоне:

– от 1,0 до 10,0 кгс/см² – применить схему пробоподготовки ПП-1 (далее по тексту – ПП-1), приведённую на рисунке А.5;

– от 0,04 до 1,2 кгс/см² – применить схему пробоподготовки ПП-2 (далее по тексту – ПП-2), приведённую на рисунке А.6.

Длины газовых линий должны быть минимально возможными.

2.4.5.2 После монтажа газовых коммуникаций вся газовая линия должна быть продута и проверена на герметичность.

2.4.5.3 Для продувки и проверки герметичности согласно схеме ПП-1, приведённой на рисунке А.5, выполнить следующие операции:

– снять заглушку со штуцера «ВХОД ПГС» и подсоединить к нему баллон с азотом и соответствующим редуктором;

– закрыть вентиль Кр1 «ГАЗ» и открыть вентили Кр3 «СБРОС», Кр2 «ПГС»;

– к контрольной точке КТ1 подсоединить манометр (с диапазоном от 0 до 1 кгс/см², класс точности 1,5);

– подать азот под избыточным давлением (0,95 ± 0,05) МПа [(9,5 ± 0,5) кгс/см²];

– с помощью установочного винта стабилизатора РД1 «ДАВЛЕНИЕ» установить по манометру давление (0,090 ± 0,003) МПа [(0,90 ± 0,03) кгс/см²] и выдержать в таком состоянии газовую линию в течение 5 мин;

– закрыть вентили Кр3 «СБРОС», Кр2 «ПГС» и отсоединить баллон с азотом от штуцера «ВХОД ПГС»;

– путем намыливания проверить герметичность всех соединений газовой схемы, включая входное и выходное соединения фильтра Ф1;

– в случае обнаружения негерметичности принять меры по её устранению и повторно проверить герметичность участка газовой схемы;

– открыть вентиль Кр3 «СБРОС»;

после спада давления на манометре – закрыть вентиль Кр3 «СБРОС», заглушить штуцер «ВХОД ГАЗА» и контрольную точку КТ1;

– по окончании проверки удалить остатки мыла.

2.4.5.4 Для продувки и проверки герметичности согласно схеме ПП-2, приведённой на рисунке А.6, выполнить следующие операции:

– снять заглушку со штуцера «ВХОД ПГС» и подсоединить к нему баллон с азотом и соответствующим редуктором;

– закрыть вентиль Кр1 «ГАЗ» и открыть вентили Кр3 «СБРОС», Кр2 «ПГС»;

– к контрольным точкам КТ1 и КТ2 подсоединить дифференциальный мановакуумметр МВ–2500;

– подать азот под избыточным давлением (0,11 ± 0,01) МПа [(1,1 ± 0,1) кгс/см²];

– с помощью установочного винта стабилизатора РР1 «РАСХОД ГАЗА» установить по мановакуумметру перепад давления (1500±100) Па и выдержать в таком состоянии газовую линию в течение 5 мин;

– закрыть вентили Кр3 «СБРОС», Кр2 «ПГС» и отсоединить баллон с азотом от штуцера «ВХОД ПГС»;

– путем намыливания проверить герметичность всех соединений газовой схемы, включая входное и выходное соединения фильтра Ф1;

– в случае обнаружения негерметичности принять меры по её устранению и повторно проверить герметичность участка газовой схемы;

– открыть вентиль Кр3 «СБРОС»;

- после спада давления на мановакуумметре – закрыть вентиль Кр3 «СБРОС», заглушить вход штуцера «ВХОД ГАЗА» и контрольные точки КТ1 и КТ2;
- по окончании проверки удалить остатки мыла.

2.5 Демонтаж газоанализатора

2.5.1 Общие указания

2.5.1.1 ВНИМАНИЕ!

Вывод из эксплуатации, отключение и демонтаж газоанализатора проводить в строгом соответствии с требованиями ГОСТ 30852.16–2002 (МЭК 60079–17:1996).

При демонтаже и последующем техническом обслуживании газоанализатора обращать особое внимание на состояние гибких кабелей и их концевых заделок.

При демонтаже газоанализатора должно быть исключено прямое воздействие солнечных лучей, осадков, ветра, песка, пыли, конденсата на составные части, блоки, узлы и платы газоанализатора, механические и/или химические воздействия также не допускаются.

2.5.1.2 Демонтаж газоанализатора подразделяется на полный и частичный демонтаж.

Решение о полном или частичном демонтаже газоанализатора при проведении регламентных и/или ремонтных работ принимается в каждом конкретном случае в зависимости от характера неисправности.

2.5.1.3 ВНИМАНИЕ! Работы по демонтажу и ремонту/техническому обслуживанию газоанализатора проводить только после отключения газовой магистрали, подводимой к преобразователю ПИП.

Примечание – В местах отключения входящих и отходящих цепей газоанализатора должны вывешиваться предупредительные и/или оповещательные знаки согласно ГОСТ Р 12.4.026–2001.

2.5.2 Полный демонтаж газоанализатора

2.5.2.1 Полный демонтаж газоанализатора производится следующим образом:

- отключить все входящие и отходящие цепи газоанализатора, находящиеся под напряжением, в том числе провода заземления;
- отвинтить корпус оболочки блока БВП–3В, отстыковать разъёмы соответствующих кабелей от разъёмов блока БВП–3,
- отвинтить винты крепления блока БВП–3, извлечь блок БВП–3;
- отстыковать разъёмы соответствующих кабелей от разъёмов блока БВВС;
- отсоединить разъёмы от концевых заделок кабелей;
- ослабить зажимные гайки кабельных вводов, извлечь кабели из вводной коробки блока БВП–3В;
- закрепить блок БВП–3 на вводной коробке блока БВП–3В;
- установить корпус оболочки на вводную коробку, завинтить корпус до упора, зазор не должен превышать 1 мм;
- отвинтить болты крепления блока БВП–3В, снять блок БВП–3В с места установки;
- отсоединить трубопроводы от штуцеров преобразователя ПИП, отвинтить болты крепления шасси преобразователя ПИП к монтажному кронштейну, снять преобразователь ПИП с места установки;
- переместить газоанализатор во взрывобезопасную зону производственного пространства.

2.5.2.2 Частичный демонтаж осуществляется при ремонте и/или техническом обслуживании блока БВП–3В.

Для этого необходимо:

- отключить от сети все входящие и отходящие цепи газоанализатора, находящиеся под напряжением;
- отвинтить корпус оболочки блока БВП–3В, отстыковать разъёмы соответствующих кабелей от разъёмов блока БВП–3,
- отвинтить винты крепления блока БВП–3, извлечь блок БВП–3;
- отвинтить винты крепления блока БВВС, извлечь блок БВВС;
- установить корпус оболочки на вводную коробку, завинтить корпус до упора, зазор не должен превышать 1 мм;

– переместить блоки БВП–3 и БВВС во взрывобезопасную зону производственного пространства.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

3.1 Обеспечение взрывозащищённости при эксплуатации

3.1.1 Эксплуатация газоанализатора должна производиться в соответствии с требованиями:

– нормативных документов, указанных в подразделе 2.3 настоящего руководства по эксплуатации;

– ГОСТ 30852.16–2002 (МЭК 60079–17:1996);

– действующих отраслевых инструкций.

При эксплуатации должны своевременно выполняться все мероприятия по техническому обслуживанию газоанализатора, указанные в разделе 4 настоящего руководства по эксплуатации.

3.1.2 Особое внимание следует обратить на:

– предупредительные надписи на преобразователе ПИП и блоке БВП–3В;

– надёжность подключения кабелей и газовых линий;

– отсутствие обрывов заземляющих проводов;

– отсутствие вмятин, пыли, грязи на изделиях, входящих в состав газоанализатора.

Категорически запрещается:

– превышать объёмную долю водорода в кислороде более, чем на 5 % от верхнего предела измерения для исполнения ЕН7000-ТХВ;

– эксплуатировать газоанализатор с незаземлёнными корпусами оболочек преобразователя ПИП и блока БВП–3В, электрическое сопротивление заземления должно быть не более 4 Ом;

– эксплуатировать газоанализатор с повреждениями и неисправностями;

– вскрывать и ремонтировать во взрывоопасной зоне изделия, входящие в состав газоанализатора, находящиеся под напряжением;

– изменять электрические схемы и/или внутренний монтаж изделий, входящих в состав газоанализатора.

3.2 Эксплуатационные ограничения

3.2.1 При эксплуатации газоанализатор следует размещать в обогреваемых и/или охлаждаемых помещениях при отсутствии непосредственного воздействия солнечных лучей, осадков, ветра, песка, пыли и конденсата.

3.2.2 К работе с газоанализатором должны допускаться лица, ознакомившиеся с настоящим руководством по эксплуатации, правилами устройства электроустановок – ПУЭ, правилами эксплуатации электроустановок потребителей, прошедшие практическое обучение работе с электрооборудованием, имеющим взрывозащиту различных видов, и способам его монтажа, а также инструктаж и проверку знаний по технике безопасности и противопожарной безопасности с присвоением соответствующей квалификационной группы.

Обслуживающий персонал должен проходить соответствующую переподготовку регулярно согласно ГОСТ 30852.16–2002 (МЭК–60079–17:1996).

3.3 Подготовка к использованию

3.3.1 Проверить правильность и надёжность внешних соединений изделий, входящих в состав газоанализатора. Проверить надёжность заземления корпуса газоанализатора.

3.3.2 Подготовка к использованию газоанализатора ЕН7000-ТХВ.

3.3.2.1 Продуть газовую схему азотом, а фильтр Ф1 продуть контролируемым газом.

3.3.2.1.1 Для продувки газовой схемы азотом необходимо:

- подсоединить к штуцеру «ВХОД ПГС» (приложение А, рисунок А.5 или А.6) баллон с азотом и соответствующим редуктором;

- закрыть вентиль Кр1 «ГАЗ» и открыть вентили Кр3 «СБРОС», Кр2 «ПГС»;

- подать азот под избыточным давлением в течение 5 мин:

- для ПП-1 ($0,6 \pm 0,05$) МПа [$(6,0 \pm 0,5)$ кгс/см²];

- для ПП-2 ($0,1 \pm 0,01$) МПа [$(1,0 \pm 0,1)$ кгс/см²];

- закрыть вентили Кр2 «ПГС», Кр3 «СБРОС» и отсоединить баллон с азотом от штуцера «ВХОД ПГС».

Примечания

1 Продувку азотом осуществлять после проведения монтажа или демонтажа газовой схемы (полного или частичного), а также при необходимости длительного (более 24 часов) выключения газоанализатора без его демонтажа.

2 Для исключения попадания воздуха в газовую схему в нерабочем состоянии газоанализатора вентиль Кр3 «СБРОС» должен быть закрыт.

3.3.2.1.2 Для продувки фильтра Ф1 контролируемым газом необходимо:

- открыть вентиль Кр2 «ПГС»;
- открыть вентиль Кр1 «ГАЗ» и через 5 сек закрыть вентиль Кр2 «ПГС»;
- открыть вентиль Кр3 «СБРОС».

Подать в газоанализатор электропитание, с момента подачи питания газоанализатор находится в режиме прогрева.

По окончании времени прогрева газоанализатор переходит в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран выводится окно в формате рисунка 3.

3.3.2.2 Перевести газоанализатор в режим «НАСТРОЙКА»: ввести пароль, войти в меню «ПАРАМЕТРЫ», открыть подменю «ПАРАМЕТРЫ ВЫХОДНЫЕ», установить:

- пороговые значения сигнализации «Порог 1», «Порог 2» (при наличии);
- диапазон выходного токового сигнала.

3.3.2.3 Произвести настройку нуля газоанализатора по ПГС:

3.3.2.3.1 Выполнить следующие операции:

- подсоединить к штуцеру «ВХОД ПГС» баллон с ПГС №1, создав избыточное давление 0,1 МПа (1,0 кгс/см²);
- приоткрыть контрольную точку КТ1, открыть вентиль Кр2 «ПГС» и через 4 секунды закрыть контрольную точку КТ1, исключив тем самым возможность попадания в газоанализатор воздуха, проникающего на вход газовой линии в результате подсоединения баллона.

3.3.2.3.2 Установить избыточное давление ПГС №1:

- для схемы ПП-1, приведённой на рисунке А.5 – 0,5 МПа (5,0 кгс/см²);
- для схемы ПП-2, приведённой на рисунке А.6 – 0,1 МПа (1,0 кгс/см²).

3.3.2.3.3 Открыть вентиль Кр3 «СБРОС», при этом поплавков индикатора «РАСХОД ГАЗА» должен показывать наличие расхода. Через 5 мин с момента подачи ПГС №1 проверить показания газоанализатора.

3.3.2.3.4 Войти в меню «НАСТРОЙКА НУЛЯ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА НУЛЯ», установить курсор на строке «СПГС», нажать кнопку **ВВОД**, активизировать знакоместо и установить значение концентрации согласно паспорту на баллон с ПГС, нажать кнопку **ВВОД**, запустить режим настройки нуля;

- касанием кнопки **ОТМЕНА** вернуться в режим «НАСТРОЙКА».

3.3.2.3.5 Прекратить подачу ПГС №1, закрыть вентили Кр2 «ПГС» и Кр3 «СБРОС». Отсоединить баллон с ПГС №1 от штуцера «ВХОД ПГС».

3.3.2.4 Проверка показаний, соответствующих верхнему пределу диапазона измерений газоанализатора.

3.3.2.4.1 Для этого выполнить операции, аналогичные п. 3.3.2.3.1 – 3.3.2.3.5, заменив баллон с ПГС №1 на баллон с ПГС №3.

3.3.2.4.2 Войти в меню «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ», установить курсор «*» на строке «СПГС=100,00 %», касанием кнопки **ВВОД**, установить значение концентрации, равной паспорту на баллон, коснуться кнопки **ВВОД**, установить курсор на строке «Пуск», коснуться кнопки **ВВОД**, запускается режим настройки шкалы газоанализатора.

3.3.2.4.3 Касанием кнопки **ОТМЕНА** перевести газоанализатор в режим «ИЗМЕРЕНИЕ». Прекратить подачу ПГС №3, закрыть вентили Кр2 «ПГС» и Кр3 «СБРОС». Отсоединить баллон с ПГС №3 от штуцера «ВХОД ПГС», заглушить штуцер «ВХОД ПГС».

3.3.3 Газоанализатор ЕН7000-ТХВ готов к работе.

3.3.4 Подготовка к использованию остальных исполнений

3.3.4.1 Для газоанализатора ЕН7000-МПВ - подать сравнительный газ с параметрами пп. 1.1.14 на «ВХОД СРАВНИТЕЛЬНОГО ГАЗА» не менее 1 часа.

3.3.4.2 Далее для всех исполнений

Подать анализируемую газовую смесь на «ВХОД ГАЗА».

Подать в газоанализатор электропитание, с момента подачи питания газоанализатор находится в режиме прогрева.

По окончании времени прогрева газоанализатор переходит в режим «ИЗМЕРЕНИЕ», на экран выводится окно в формате рисунка 3.

3.3.4.3 Перевести газоанализатор в режим «НАСТРОЙКА»: ввести пароль, войти в меню «ПАРАМЕТРЫ», открыть подменю «ПАРАМЕТРЫ ВЫХОДНЫЕ», установить:

- пороговые значения сигнализации «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2» (при наличии);

- диапазон выходного токового сигнала.

Выбрать диапазон измерений (при наличии двух или трёх диапазонов измерений) согласно приложению В.

Сохранить установленные параметры.

Открыть подменю «ПАРАМЕТРЫ ВРЕМЕННЫЕ», установить значение периода и длительность режима автоматической настройки нуля (для газоанализатора с блоком БКН-6), сохранить установленные параметры.

3.3.4.4 Произвести настройку нуля газоанализатора по ПГС:

- подать в газовую линию на вход газоанализатора ПГС №1, продуть газовый канал газоанализатора в течение 5 мин, расход ПГС контролировать по внешнему индикатору расхода;

- войти в меню «НАСТРОЙКА НУЛЯ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА НУЛЯ», установить курсор на строке «СПГС1», нажать кнопку **ВВОД**, активизировать знакоместо и установить значение концентрации согласно паспорту на баллон с ПГС, нажать кнопку **ВВОД**, запустить режим настройки нуля;

- касаниями кнопки **ОТМЕНА** вернуться в режим «НАСТРОЙКА».

П р и м е ч а н и е – Для исполнения газоанализатора, при проверке которого используется эквивалентная ПГС, значение СПГС определяется по формуле

$$СПГС1 = K_0 + K * C_{ЭКВ}$$

где K_0 , K – коэффициенты, значения которых приведены в приложении Г;

$C_{ЭКВ}$ – содержание эквивалентного газа в эквивалентной ПГС, указанное в паспорте на ПГС % об.

3.3.4.5 Произвести настройку чувствительности газоанализатора по ПГС:

- подать в газовую линию на вход газоанализатора ПГС, соответствующую последней трети диапазона измерений, продуть газовый канал газоанализатора в течение 5 мин, расход ПГС контролировать по внешнему индикатору расхода;

- войти в меню «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ», установить курсор «*» на строке «СПГС=100,00 %», касанием кнопки **ВВОД**, установить значение концентрации, равной паспорту на баллон, коснуться кнопки **ВВОД**, установить курсор на строке «Пуск», коснуться кнопки **ВВОД**, запускается режим настройки шкалы газоанализатора.

3.3.4.6 Касаниями кнопки **ОТМЕНА** перевести газоанализатор в режим «ИЗМЕРЕНИЕ».

Восстановить газовую линию из точки контроля.

Газоанализатор готов к работе.

Перечень ПГС приведён в приложении Г.

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 Общие указания

4.1.1 На стадии эксплуатации газоанализатор подлежит следующим видам обслуживания:

- ТО–1 – еженедельное техническое обслуживание;
- ТО–2 – ежеквартальное техническое обслуживание;
- калибровка (корректировка выходного сигнала) газоанализатора;
- поверка.

ВНИМАНИЕ! При проведении технического обслуживания газоанализатора должны соблюдаться меры безопасности согласно подразделам . 3.1, 3.2.

4.2 Порядок технического обслуживания

4.2.1 При еженедельном обслуживании газоанализатора производится внешний осмотр, который включает в себя проверку:

- состояния рабочей зоны в месте эксплуатации газоанализатора (отсутствие пыли и грязи);
- состояния корпуса изделий, входящих в состав газоанализатора, газовых линий и кабелей на предмет отсутствия механических повреждений.

При необходимости производится очистка газоанализатора от пыли и грязи. Для очистки поверхностей оболочек изделий, входящих в состав газоанализатора **запрещается** использовать металлические скребки и очищающие жидкости, которые могут привести к нарушению лакокрасочных покрытий и вызвать коррозию.

4.2.2 При ежеквартальном обслуживании производится:

- внешний осмотр газоанализатора и очистка его от пыли и грязи;
- очистка огнепреградителей преобразователя ПИП.

4.2.2.1 Очистка газоанализатора от грязи и пыли производится по методике п. 4.2.1.

4.2.2.2 Очистка огнепреградителей преобразователя производится по методике:

- отвинтить винт крепления стопора корпуса огнепреградителя согласно рисунку Б.3;
- вывернуть корпус огнепреградителя из шасси, извлечь вкладыш из корпуса огнепреградителя;
- проверить целостность цилиндрических поверхностей корпуса и вкладыша огнепреградителя, при наличии механических повреждений и/или эрозии дальнейшая эксплуатация огнепреградителя не допустима;
- промыть внутреннюю поверхность корпуса и поверхность вкладыша огнепреградителя спиртом. Обработку проводить не менее двух раз до полного очищения, расход спирта изопропилового абсолютного ГОСТ 9805-84 на одну операцию 10 - 15 мл, не допускается применения механических воздействий на цилиндрические поверхности корпуса и вкладыша;
- очистить газовые каналы вкладыша огнепреградителя спиртом и продуть инертным газом (воздухом), операцию проводить не менее двух раз до полного очищения, расход спирта на одну операцию 20 мл;
- просушить корпус и вкладыш огнепреградителя техническим азотом;
- произвести сборку огнепреградителя и его установку на шасси в обратном порядке.

ВНИМАНИЕ! Очистка огнепреградителей преобразователя ПИП должна производиться только во взрывобезопасной зоне производственного пространства.

4.2.3 Калибровка (корректировка выходного сигнала) газоанализатора по ПГС производится с периодичностью в соответствии с таблицей 9 по методике:

а) настройка нуля газоанализатора:

1) подать в газовую линию на входе газоанализатора ПГС №1, продуть газовый канал газоанализатора в течение 5 мин, расход ПГС контролировать по внешнему индикатору расхода;

2) войти в меню «НАСТРОЙКА НУЛЯ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА НУЛЯ», установить курсор «*» на строке «СПГС», коснуться кнопки **ВВОД**, активизировать значок-место и установить значение концентрации согласно паспорту на баллон с ПГС, коснуться кнопки **ВВОД**, запустить режим настройки нуля;

3) касаниями кнопки **ОТМЕНА** вернуться в режим «НАСТРОЙКА»;

б) настройка чувствительности газоанализатора:

1) подать в газовую линию на входе газоанализатора ПГС, соответствующую последней трети диапазона измерений, продуть газовый канал газоанализатора в течение 5 мин, расход ПГС контролировать по внешнему индикатору расхода;

2) войти в меню «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ» по схеме: «НАСТРОЙКА» ⇒ «НАСТРОЙКА ШКАЛЫ», установить курсор «★» на строке «Спгсз», коснуться кнопки **ВВОД**, установить значение концентрации, равной паспорту на баллон, коснуться кнопки **ВВОД**, установить курсор на строке «Пуск», коснуться кнопки **ВВОД**, запускается режим настройки шкалы газоанализатора;

в) касаниями кнопки **ОТМЕНА** перевести газоанализатор в режим «ИЗМЕРЕНИЕ».

Восстановить газовую линию из точки контроля.

П р и м е ч а н и е – Для исполнения газоанализатора, при проверке которого используется эквивалентная ПГС, значение $C_{пгс}$ определяется по формуле

$$C_{пгс\ 1} = K_0 + K * C_{экв}$$

где K_0 , K – коэффициенты, значения которых приведены в приложении Г;

$C_{экв}$ – содержание эквивалентного газа в эквивалентной ПГС, указанное в паспорте на ПГС % об.

4.2.4 Поверка газоанализатора производится 1 раз в год в соответствии с методикой поверки ЛНПК2.840.266 МП1.

5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

5.1 Общие указания

5.1.1 Вывод газоанализатора из эксплуатации должен производиться с соблюдением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих электро- и взрывобезопасность.

5.1.2 При проведении мероприятий по ремонту и проверке изделий, входящих в состав газоанализатора, следует руководствоваться указаниями ГОСТ 30852.16–2002 (МЭК 60079–17:1996).

5.2 Возможные неисправности и способы их устранения

5.2.1 Возможные неисправности и способы их устранения приведены в таблице 6.

Таблица 6

Неисправность	Возможная причина, способ определения и способ устранения
Газоанализатор не включается	Отсутствует напряжение питания Проверить целостность кабеля питания и надёжность его подсоединения Восстановить внешний монтаж
Газоанализатор не включается	Неисправен предохранитель Демонтировать блок БВП–3В, проверить предохранитель Заменить предохранитель, восстановить целостность блока БВП–3В, восстановить подачу электропитания в газоанализатор
Примечание – При возникновении иных неисправностей потребитель должен обратиться за консультацией в сервисную службу предприятия–изготовителя по тел. (499) 181–13–36 или по адресу: АО «ЭНАЛ», Россия, 129226, г. Москва, Сельскохозяйственная ул., д. 12–а.	

5.2.2 Устранение тех или иных неисправностей на месте эксплуатации допускается проводить только путём замены отдельных плат и/или блоков.

ВНИМАНИЕ! Ремонт газоанализатора должен производиться только во взрывобезопасной зоне производственного пространства.

Если восстановить работоспособность газоанализатора на месте эксплуатации не представляется возможным, следует возвратить его предприятию–изготовителю для проведения анализа неисправностей и ремонта.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

6.1 Упакованные изделия, входящие в состав газоанализатора, могут транспортироваться только в закрытом транспорте: железнодорожных вагонах, контейнерах и автомобильным транспортом с защитой от дождя и снега в соответствии с правилами перевозок грузов соответствующих транспортных средств.

6.2 Климатические условия транспортирования - по условиям хранения 3* по ГОСТ 15150–69.

Примечание – * нижнее значение температуры установлено равным минус 20 °С.

6.3 Климатические условия хранения на складах изготовителя и потребителя – по условиям хранения 1 по ГОСТ 15150 (температура от 5 до 40 °С, относительная влажность до 80 % при 25 °С).

6.4 Воздух помещений, в котором хранятся изделия, входящие в состав газоанализатора, не должен содержать примесей агрессивных паров, газов и других примесей, вызывающих коррозию.

6.5 Размещение груза в транспортных средствах должно обеспечивать его устойчивое положение и исключать смещение при транспортировании.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Составные части газоанализатора не представляют опасности для жизни, здоровья людей и окружающей среды и после окончания срока службы могут быть утилизированы потребителем по своему усмотрению в соответствии с нормативными документами.

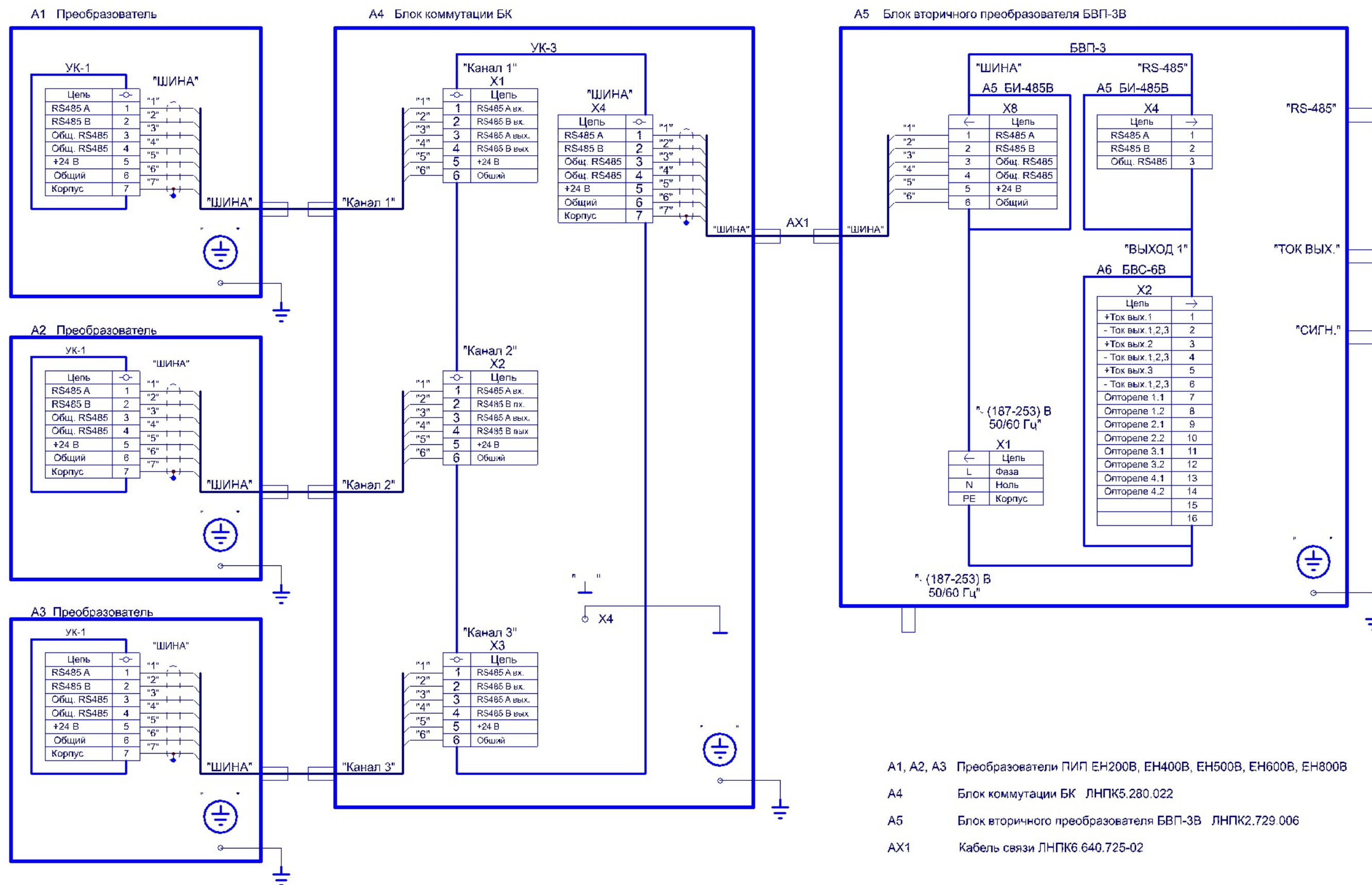


Рисунок А.2 – Схема электрическая принципиальная газоанализатора ЕН7000-В

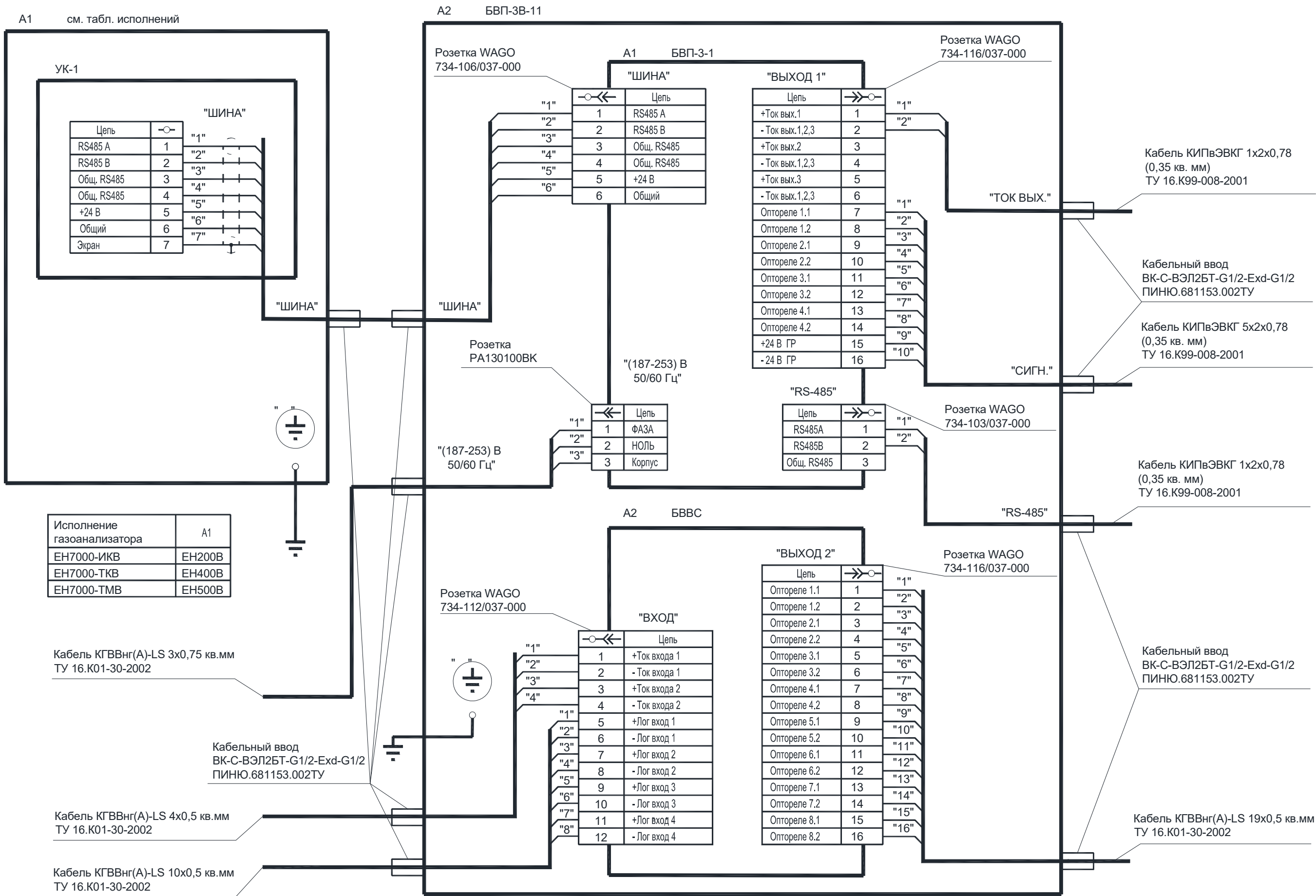
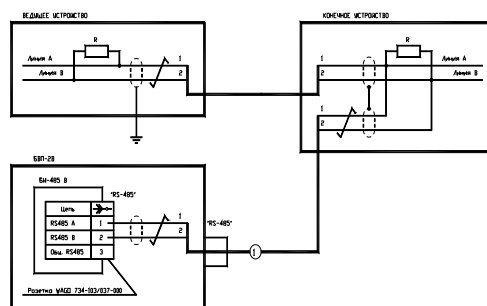
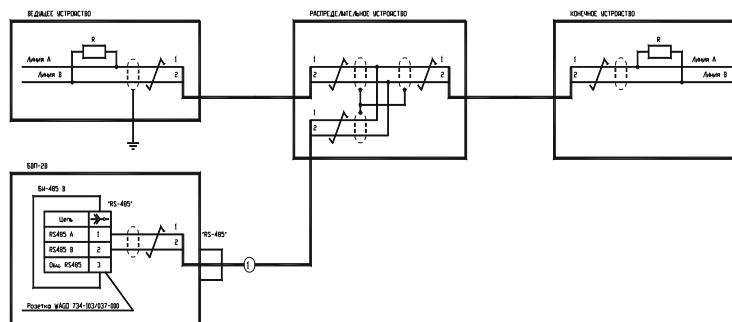


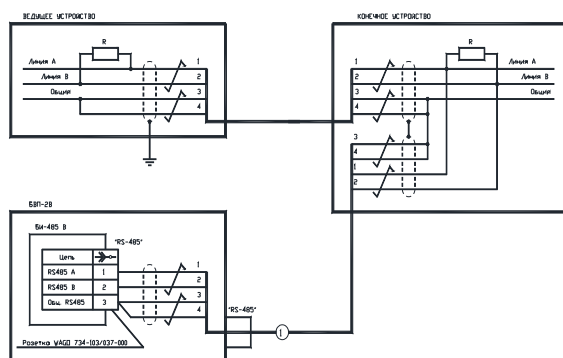
Рисунок А.3 – Схема электрическая соединений и подключения газоанализаторов ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ.



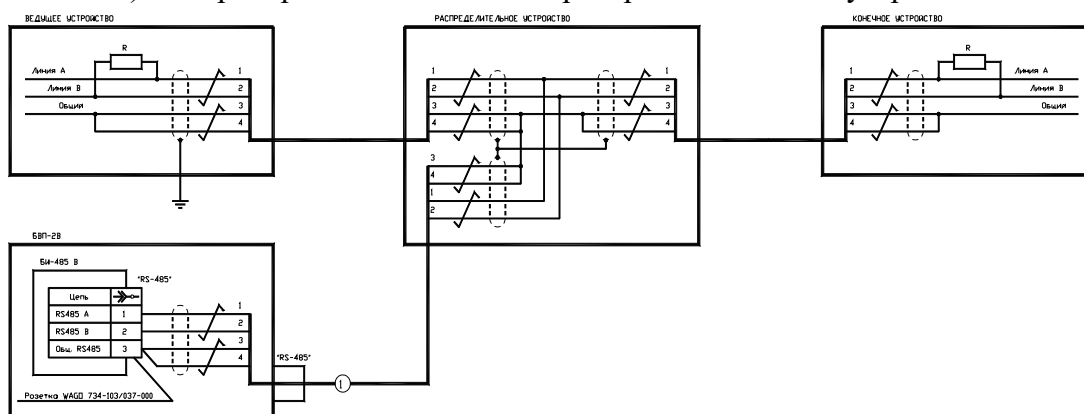
а) для двухпроводной линии без распределительного устройства



б) для двухпроводной линии с распределительным устройством



в) для трёхпроводной линии без распределительного устройства



г) для трёхпроводной линии с распределительным устройством

1 – рекомендуемый кабель связи – кабель типа КИПвЭВ ТУ 16.К99-008-2001 (небронированный).

Длина кабеля между блоком БВП и конечным или распределительным устройствами должна быть не более 1,5 м.

Рисунок А4 – Примеры подсоединения газоанализатора ЕН7000В к сети RS-485.

**Схема пневматическая соединений газоанализатора,
смонтированного на месте эксплуатации**

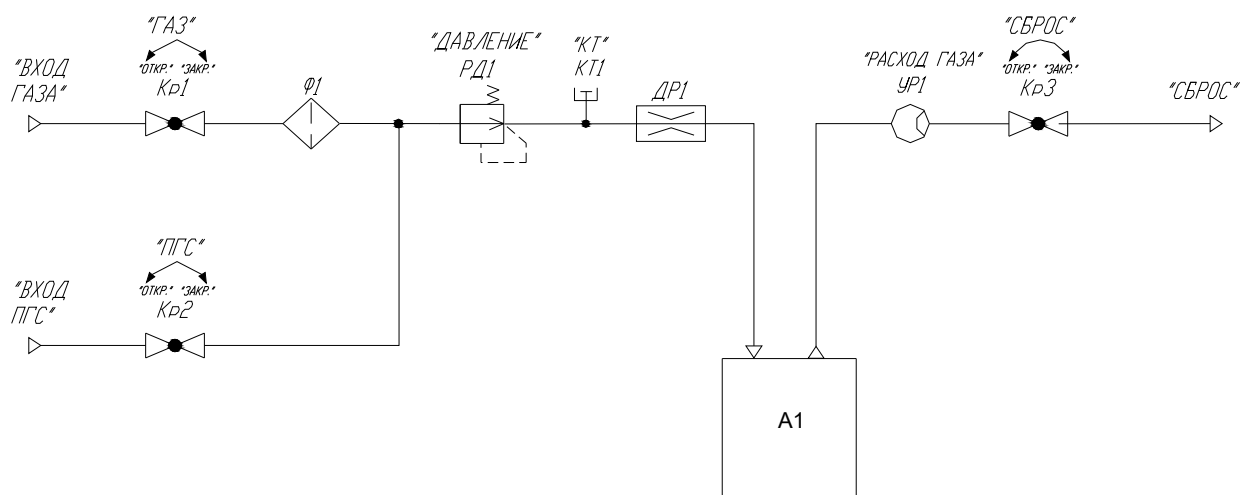


Рисунок А.5 – Схема пробоподготовки ПП-1

Перечень элементов схемы пробоподготовки ПП-1.

Поз. обознач.	Наименование			
	ЕН7000–ТХВ, предназначенный для измерения доли кислорода в водороде (O ₂ +H ₂)	Кол	ЕН7000–ТХВ, предназначенный для измерения доли водорода в кислороде (H ₂ +O ₂)	Кол
А1	Первичный преобразователь ЕН800 газоанализатора ЕН7000–ТХВ	1	Первичный преобразователь ЕН800 газоанализатора ЕН7000–ТХВ	1
ДР1	Дроссель ДП–301А	1	Дроссель ДП–301И	1
Кр1	Кран шаровой цельносварной муфтовый Ду15	1	Кран шаровой цельносварной муфтовый Ду15	1
Кр2, Кр3	Кран шаровой газовый Ду15 ½"	2	Кран шаровой газовый Ду15 ½"	2
КТ1	Штуцер Ду4 под гибкую трубку с заглушкой	1	Штуцер Ду4 под гибкую трубку с заглушкой	1
РД1	Стабилизатор давления газа СДГ– 111АМ	1	Стабилизатор давления газа СДГ–111АМ	1
УР1	Индикатор расхода газа ИР–2–06	1	Индикатор расхода газа ИР–2–05	1
Ф1	Фильтр – поглотитель тумана щё- лочи ФП–6	1	Фильтр – поглотитель тумана щёлочи ФП–6–01	1

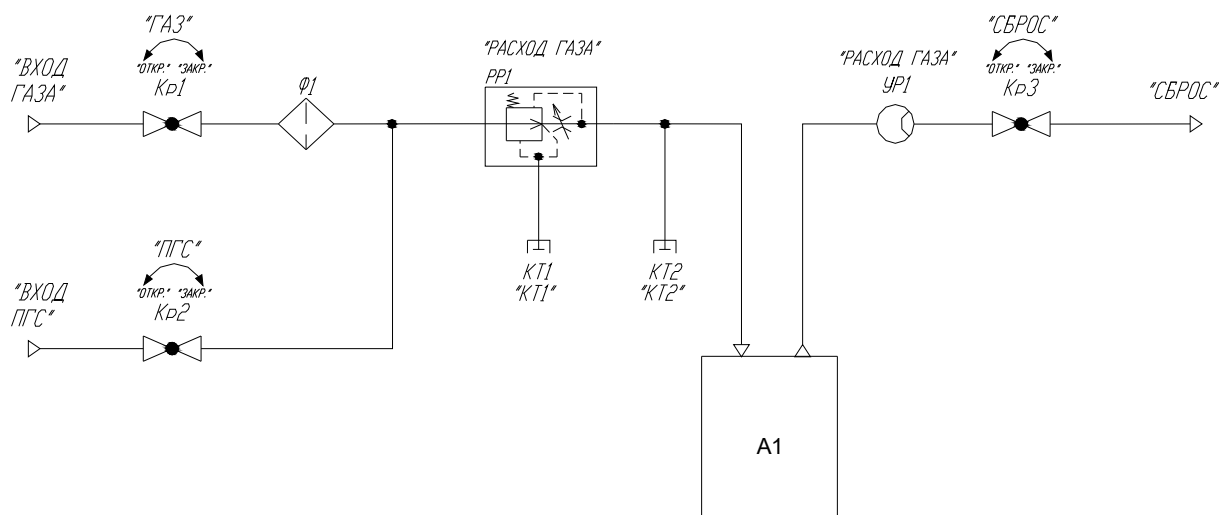


Рисунок А.6 – Схема пробоподготовки ПП-2

Перечень элементов схемы пробоподготовки ПП-2.

Поз. обознач.	Наименование			
	Газоанализатор ЕН7000–ТХ, предназначенный для измерения доли кислорода в водороде	Кол	Газоанализатор ЕН7000–ТХ, предназначенный для измерения доли водорода в кислороде	Кол
А1	Первичный преобразователь ЕН800 газоанализатора ЕН7000–ТХВ	1	Первичный преобразователь ЕН800 газоанализатора ЕН7000–ТХВ	1
Кр1	Кран шаровой цельносварной муфтовый Ду15	1	Кран шаровой цельносварной муфтовый Ду15	1
Кр2, Кр3	Кран шаровой газовый Ду15 ½"	2	Кран шаровой газовый Ду15 ½"	2
КТ1, КТ2	Штуцер Ду4 под гибкую трубку с заглушкой	2	Штуцер Ду4 под гибкую трубку с заглушкой	2
РР1	Стабилизатор расхода газа СРГ–30К	1	Стабилизатор расхода газа СРГ–30С	1
УР1	Индикатор расхода газа ИР–2–06	1	Индикатор расхода газа ИР–2–05	1
Ф1	Фильтр – поглотитель тумана щёлочи ФП–6	1	Фильтр – поглотитель тумана щёлочи ФП–6	1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

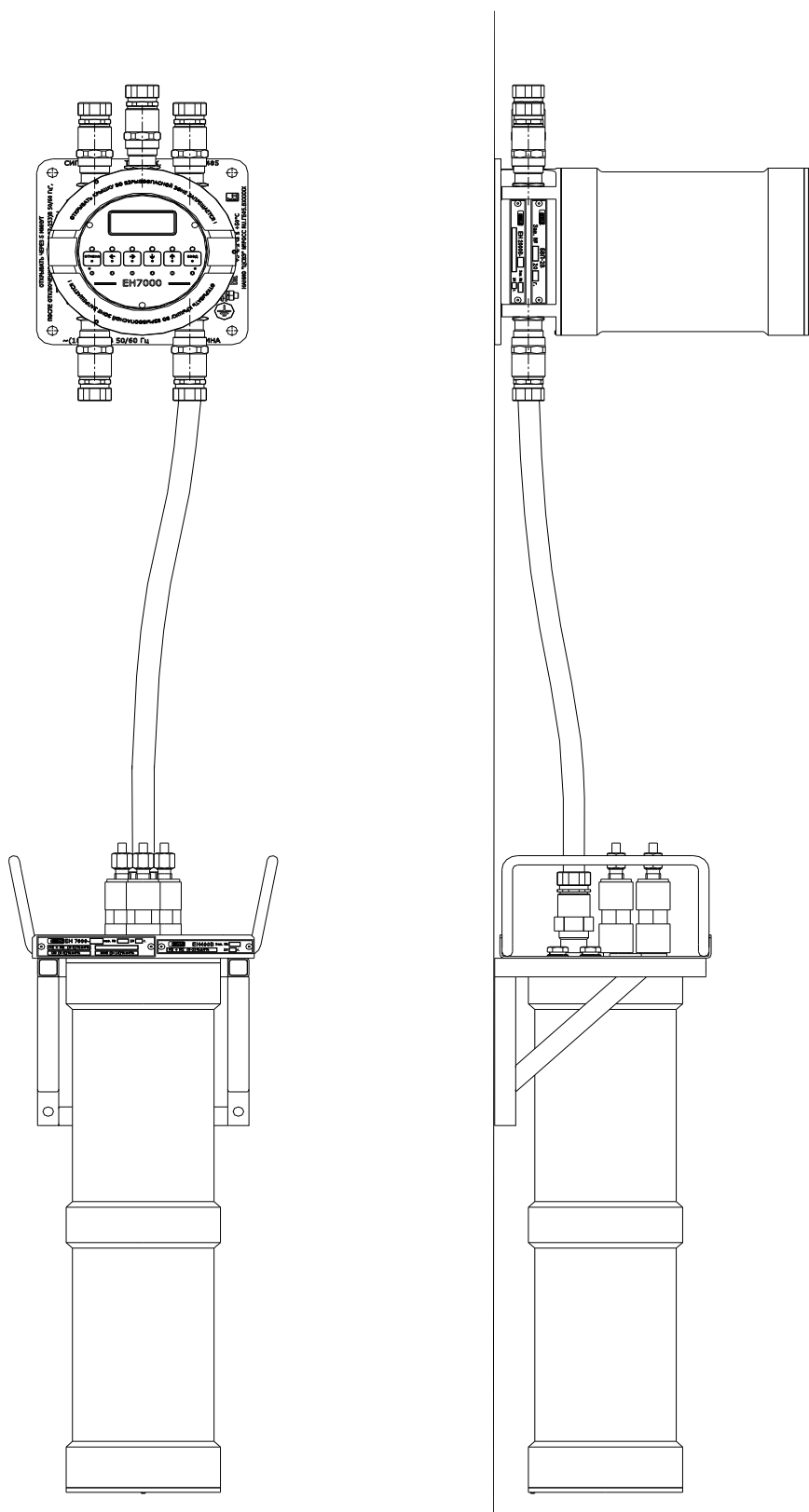


Рисунок Б.1 – Общий вид газоанализатора EH7000-ИКВ

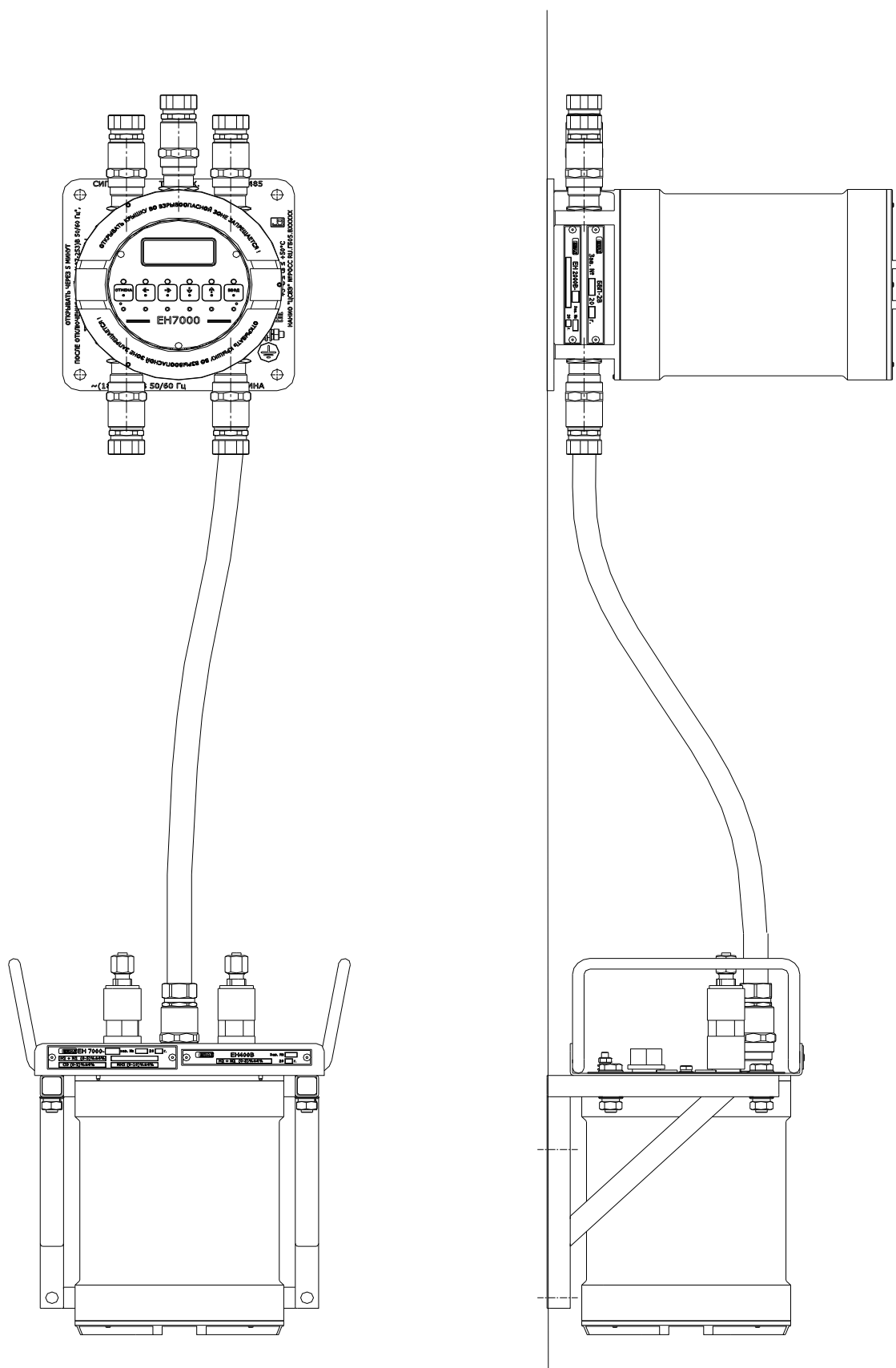
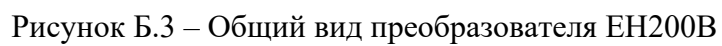


Рисунок Б.2 – Общий вид газоанализаторов EH7000-ТКВ, EH7000-ТМВ, EH7000-МПВ, EH7000-ТХВ



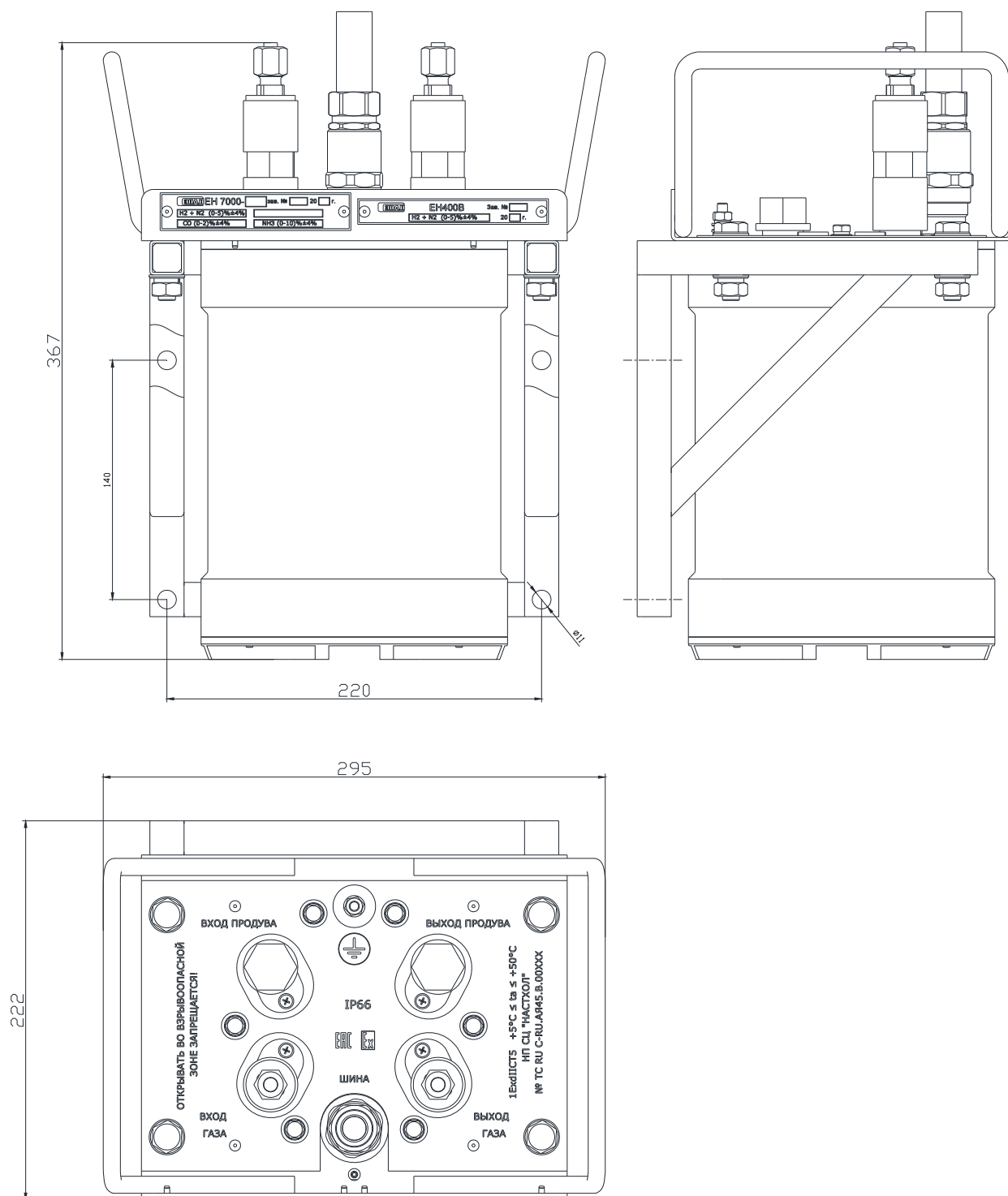
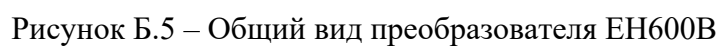


Рисунок Б.4 – Общий вид преобразователей ЕН400В, ЕН500В, ЕН800В



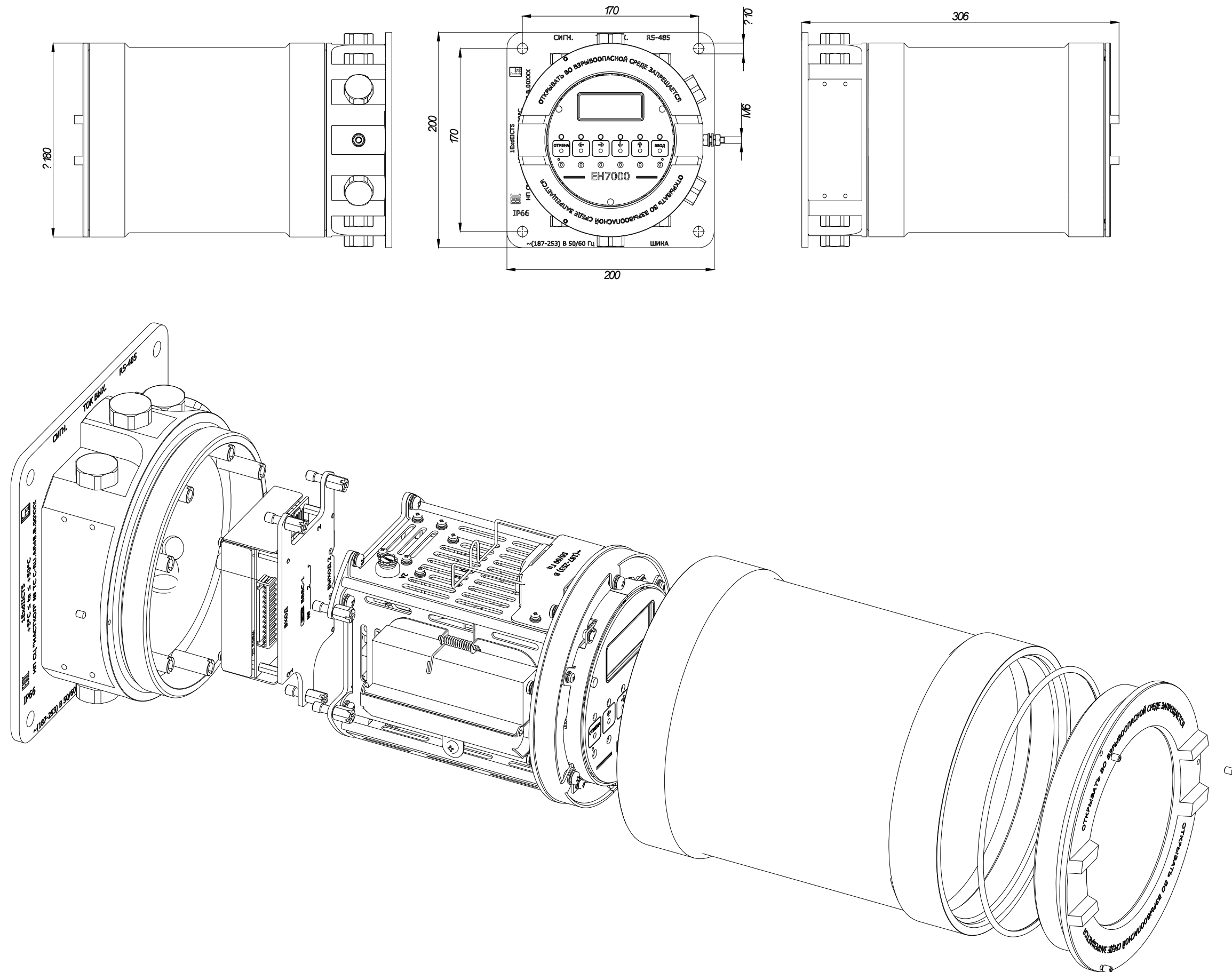


Рисунок Б.6 – Общий вид блока вторичного преобразователя БВП-3В

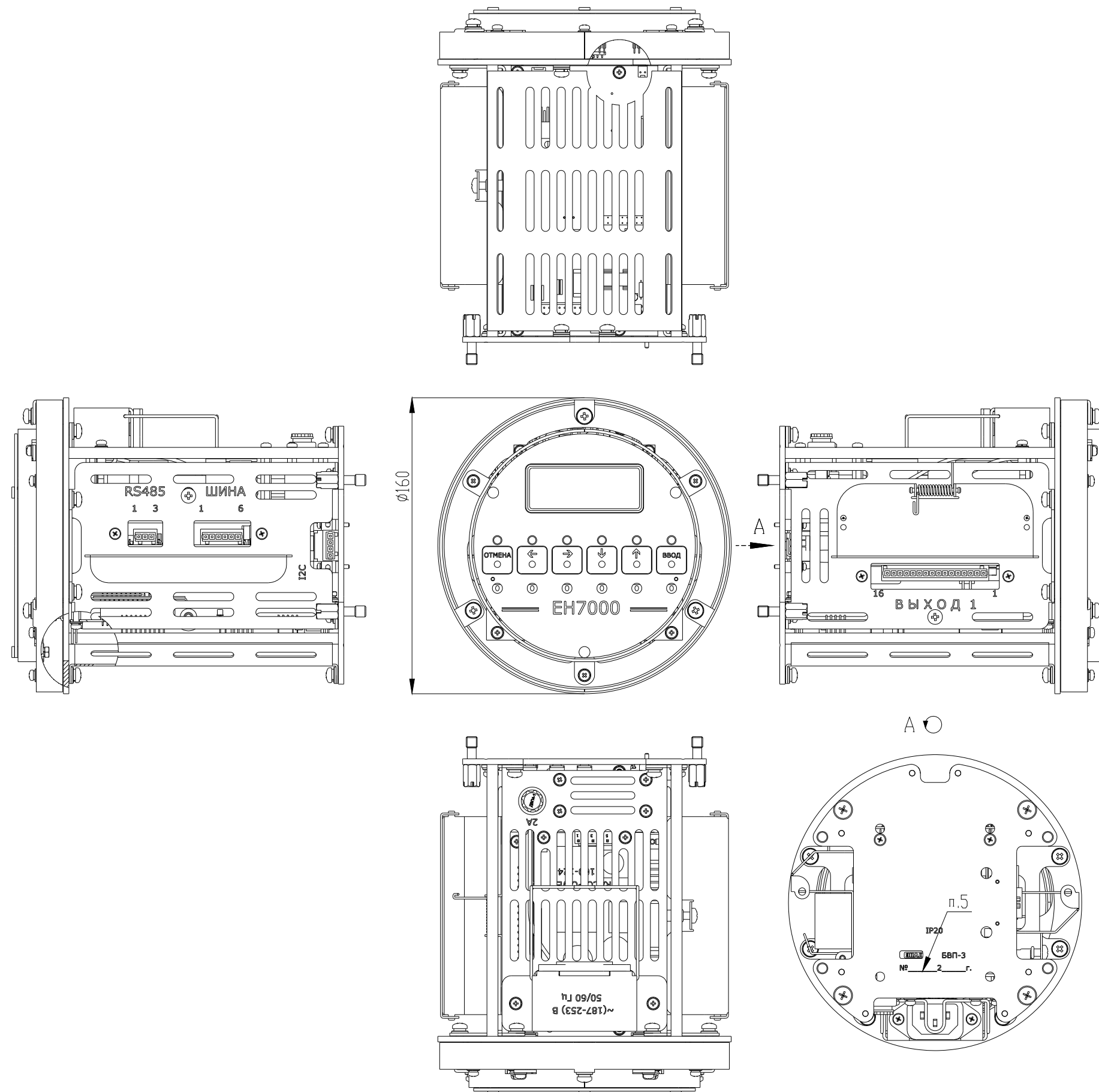


Рисунок Б.7 – Общий вид блока вторичного преобразователя БВП-3







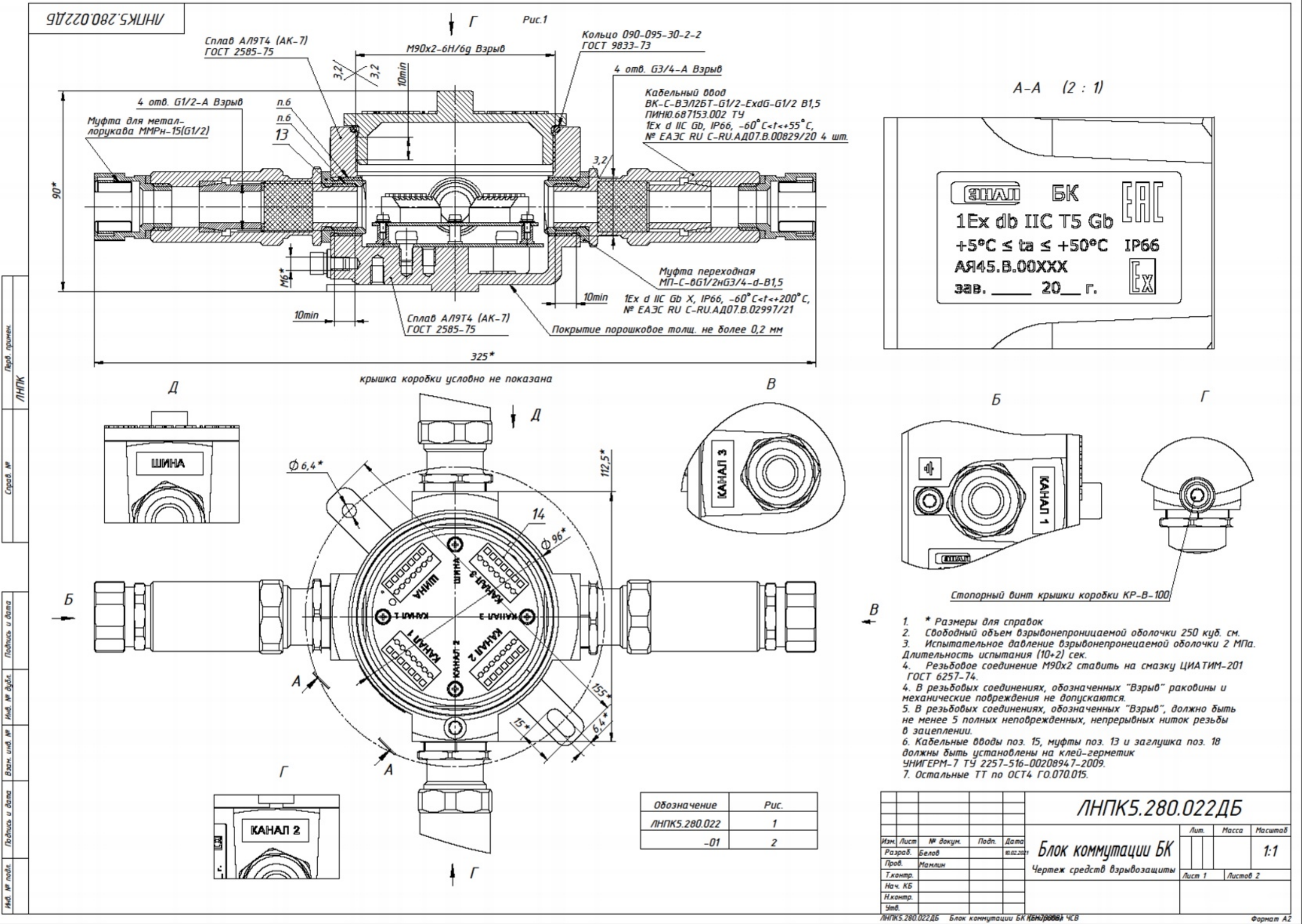
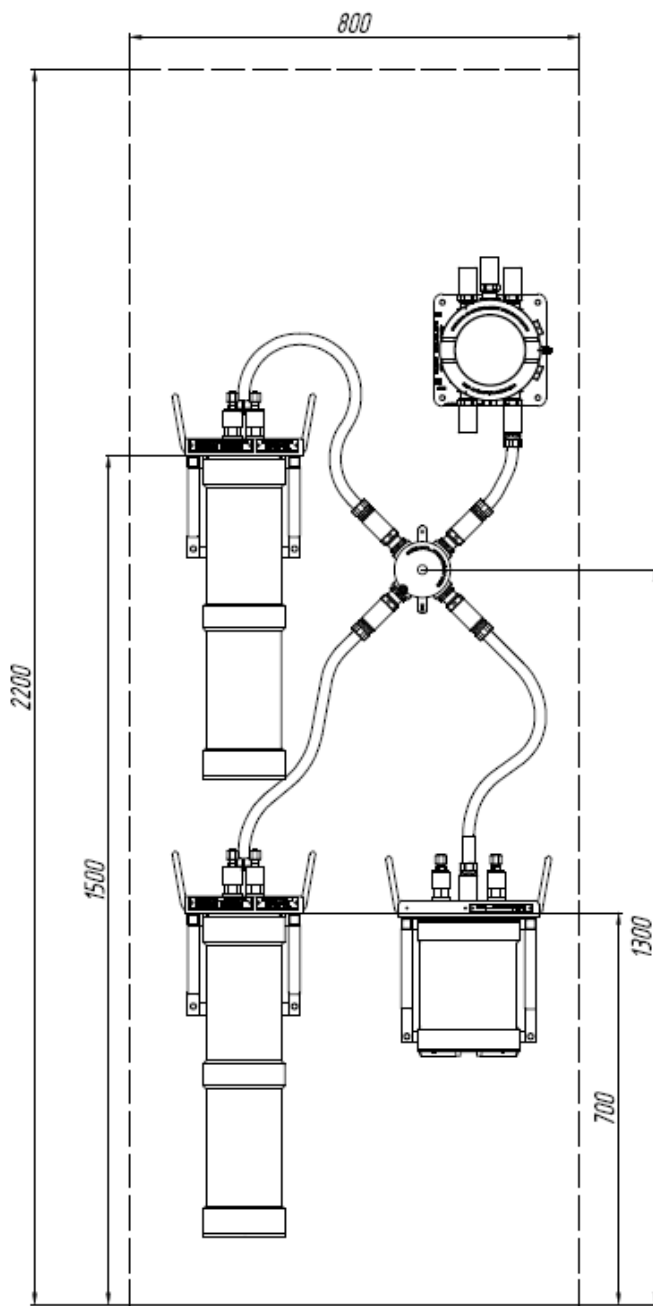


Рисунок Б.14 – Чертеж средств взрывозащиты блока коммутации БК

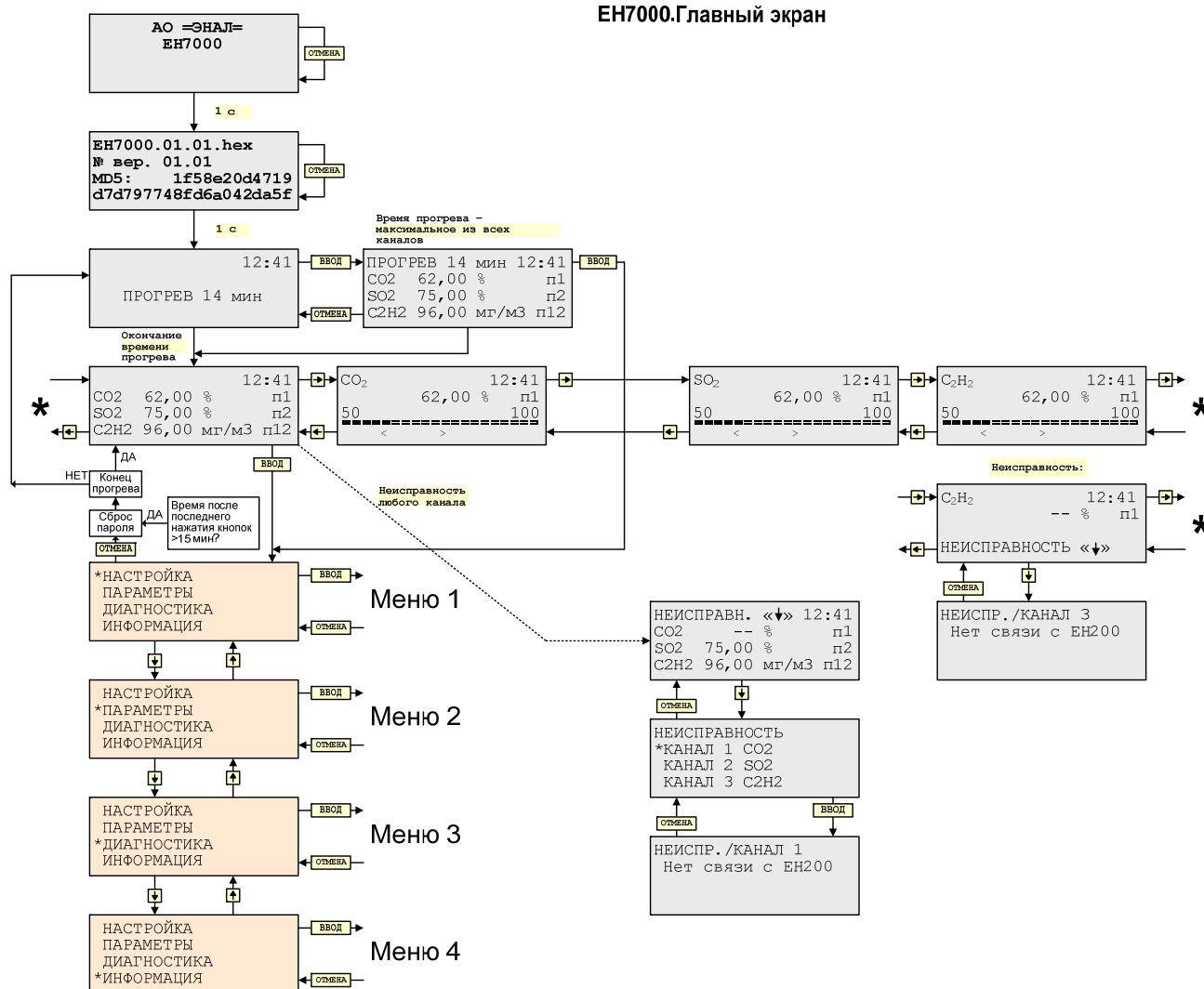
*Пример монтажа элементов взрывозащищенного газоанализатора ЕН 7000 В (3 канала)
(2200 x 800 – ориентировочная зона монтажа)*



[g1]

Рисунок Б.15 – Пример схемы монтажа газоанализатора ЕН7000-В с тремя первичными преобразователями

ЕН7000.Главный экран



Структура меню

1. Настройка

1.1. Настройка нуля

1.1.1. Канал 1/ Настройка нуля¹

1.1.1.1. *Спгс1

1.1.1.2. *Пуск²

1.1.2. Канал 2/ Настройка нуля

1.1.3. Канал 3³/ Настройка нуля

1.2. Настройка шкалы

1.2.1. Канал 1/ Настройка шкалы¹

1.2.1.1. *Спгс3

1.2.1.2. *Пуск

1.2.2. Канал 2/ Настройка шкалы

1.2.3. Канал 3/ Настройка шкалы

1.3. Автонастройка нуля⁴

1.3.1. *Канал 1

1.3.1.1. *Пуск

1.3.2. *Канал 2

1.3.3. *Канал 3

2. Параметры

2.1. Параметры выходные

2.1.1. Сигнализация

2.1.1.1. Канал 1

2.1.1.1.1. *Порог1

2.1.1.1.2. *Порог2

2.1.1.2. Канал 2⁵

2.1.1.3. Канал 3⁵

2.1.2. Выходной ток

2.1.2.1. *Канал 1

2.1.2.1.1. *Диапазон выходного тока

2.1.2.2. *Канал 2

2.1.2.3. *Канал 3

2.1.3. Управление шкалами

2.1.3.1. Канал 1

2.1.3.2. Ручное переключение шкал⁶

2.1.3.2.1. *Выбор шкалы1

2.1.3.2.2. *Выбор шкалы2

2.1.3.2.3. *Выбор шкалы3

2.1.3.3. Автоматическое переключение шкал

2.1.3.3.1. *Вкл./откл.

2.1.3.3.2. *Точка переключения шкала1-шкала2

2.1.3.3.3. *Точка переключения шкала2-шкала3

2.1.3.4. Канал 2

2.1.3.5. Канал 3

2.1.4. RS485

2.1.4.1. *Адрес

2.1.4.2. *Скорость

2.1.5. Дата и время

2.1.5.1. *Дата

2.1.5.2. *Время

- 2.1.6. Экран
 - 2.1.6.1. Ед. измерения
 - 2.1.6.1.1. *Канал 1
 - 2.1.6.1.2. *Канал 2
 - 2.1.6.1.3. *Канал 3
 - 2.1.6.2. Режим измерения
 - 2.1.6.2.1. *Смесь
 - 2.1.6.3. *Яркость
 - 2.1.6.4. Отрицательные значения
 - 2.1.6.4.1. *Канал 1
 - 2.1.6.4.2. *Канал 2
 - 2.1.6.4.3. *Канал 3
 - 2.1.6.5.
- 2.1.7. Длительность настройки
 - 2.1.7.1.1. *Канал 1
 - 2.1.7.1.2. *Канал 2
 - 2.1.7.1.3. *Канал 3
- 2.1.8. Упр. каналами
 - 2.1.8.1.1. *Канал 1
 - 2.1.8.1.2. *Канал 2
 - 2.1.8.1.3. *Канал 3
- 2.1.9. Дискретные выходы
 - 2.1.9.1. БВС-6В
 - 2.1.9.1.1. *#1
 - 2.1.9.1.2. *#2
 - 2.1.9.1.3. *#3
 - 2.1.9.1.4. *#4
 - 2.1.9.2. БОРС-1В #1⁴
 - 2.1.9.2.1. *#1
 - 2.1.9.2.2. *#2
 - 2.1.9.2.3. *#3
 - 2.1.9.2.4. *#4
 - 2.1.9.2.5. *#5
 - 2.1.9.2.6. *#6
 - 2.1.9.2.7. *#7
 - 2.1.9.2.8. *#8
 - 2.1.9.3. БОРС-1В #2⁴
- 2.1.10. Авт. настройка нуля⁴
 - 2.1.10.1. *Период
 - 2.1.10.2. *Время начала
 - 2.1.10.3. *Перечень задействованных каналов
- 2.1.11. Параметры ПГК⁴
 - 2.1.11.1. *Вкл./откл.
 - 2.1.11.2. *Режим
 - 2.1.11.3. *Адрес
 - 2.1.11.4. *Число каналов
 - 2.1.11.5. *Экспозиция
 - 2.1.11.6. *Задержка
 - 2.1.11.7. Автопоиск

3. Диагностика

3.1. Проверка

- 3.1.1. *Канал 1
 - 3.1.1.1. *Концентрация – Выходной ток

3.1.2. *Канал 2

3.1.3. *Канал 3

3.2. Состояние

3.2.1. *Канал 1⁷

3.2.1.1. *Режим

3.2.1.2. *Тпп

3.2.1.3. *Ргаза

3.2.1.4. *Тизл

3.2.1.5. *Уизм

3.2.1.6. *Uизм

3.2.1.7. *Uоп

3.2.1.8. *К0

3.2.1.9. *К1

3.2.1.10. *К2

3.2.2. *Канал 2⁸

3.2.2.1. *Режим

3.2.2.2. *Тбчэ

3.2.2.3. *Еобм

3.2.2.4. *Ечэ

3.2.2.5. *К

3.2.2.6. *Н

3.2.2.7. *Uацп1

3.2.2.8. *Uацп2

3.2.2.9. *Uацп3

3.2.3. *Канал 3

4. Информация

4.1. Просмотр информации о приборе

4.1.1. *Исполнение прибора

4.1.2. *Зав. номер

4.1.3. *Год выпуска

4.1.4. *Название ПО

4.1.5. *Тип прибора

4.1.6. *Наработка

4.1.7. *канал 1: Название первичного преобразователя

4.1.8. *канал 1: Газ – Диапазон – Ед. измерения⁹

4.1.9. *канал 1: Зав. номер

4.1.10. *канал 1: Год выпуска

4.1.11. *канал 1: Название ПО первичного преобразователя

4.1.12. *канал 1: Адрес

4.1.13. *канал 2: Название первичного преобразователя

4.1.14. *канал 2: Газ – Диапазон – Ед. измерения⁹

4.1.15. *канал 2: Зав. номер

4.1.16. *канал 2: Год выпуска

4.1.17. *канал 2: Название ПО первичного преобразователя

4.1.18. *канал 2: Адрес

4.1.19. *канал 3: Название первичного преобразователя

4.1.20. *канал 3: Газ – Диапазон – Ед. измерения⁹

4.1.21. *канал 3: Зав. номер

4.1.22. *канал 3: Год выпуска

4.1.23. *канал 3: Название ПО первичного преобразователя

4.1.24. *канал 3: Адрес

4.1.25. *Версия настройки

Примечание:

1. Переход в данное меню осуществляется через процедуру выбора шкалы
2. Символом * обозначаются подменю
3. Только для трехканального прибора
4. Если предусмотрено
5. Если не указано иное, то состав меню и подменю каналов 2 и 3 идентичен первому каналу
6. Количество пунктов меню зависит от количества шкал
7. Для канала с первичным преобразователем ЕН-200
8. Для канала с первичным преобразователем ЕН-400
9. В одном подменю отображаются три параметра

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Перечень ПГС

Перечень ПГС для газоанализатора с оптико-абсорбционным измерительным каналом приведён в таблице Г.1

Таблица Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы до- пускаемого отклонения ПГС, ±Д	Пределы допускае- мой по- грешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
CO ₂ + N ₂							
CO ₂ + N ₂ , (0 – 10) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	5,0	20 % отн.	4,0 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	9,0	20 % отн.	4,0 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 25) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	12,5	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	20,0	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 50) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	25	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	45	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	50	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	95	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	100	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	180	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	250	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	475	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	500	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	950	10 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,11	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,19	–	5 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,45	–	5 % отн.	1,5 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,5	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,95	–	5 % отн.	0,6 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,95	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	1,9	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	1,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	2,85	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	2,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	4,75	–	4 % отн.	0,4 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы допускае- мого откло- нения ПГС, ±Д	Пределы до- пускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
CO ₂ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	5,0	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	9,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	10,05	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	19,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	15,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	20,1	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	37,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	25,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	47,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 70) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	35,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	66,5	–	3 % отн.	0,2 % отн.
CO ₂ + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	50,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10547-2014	95,0	–	0,5% отн.	0,2 % отн.
CO + N₂							
CO + N ₂ , (0 – 10) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	5,0	10 % отн.	2 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	9,0	10 % отн.	2 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 10) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	5,0	20 % отн.	4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	9,0	20 % отн.	4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 25) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	12,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	22,5	10 % отн.	2,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 50) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	25	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	45,0	10 % отн.	2,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	50	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	95	10 % отн.	1,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	100	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	180	10 % отн.	1,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	250	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	450	10 % отн.	1,5 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы допускае- мого откло- нения ПГС, ±Д	Пределы до- пускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
CO + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	500	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	950	10 % отн.	1,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,11	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,19	–	5 % отн.	1,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,475	–	5 % отн.	1,5 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	0,5	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	0,95	–	5 % отн.	0,6 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	1,05	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	1,9	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	1,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	2,85	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	2,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	4,75	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	5,0	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	9,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	10,05	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	19,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	15	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	20,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	38,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	25,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	47,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 70) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	35,0	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	66,5	–	3 % отн.	0,2 % отн.
CO + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10547-2014	50,1	–	5 % отн.	0,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10547-2014	95,0	–	0,07 % отн.	0,2 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы допускае- мого от- клонения ПГС, ±Д	Пределы до- пускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
CO+N ₂ , (0 – 50) мг/м ³ (0 – 40) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	1,2	20 % отн.	4 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	2,4	20 % отн.	4 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	21,1	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	37,9	10 % отн.	2,5 % отн.
CO+N ₂ , (0 – 75) мг/м ³ (0 – 60) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	12	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	24	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	42	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	58,2	10 % отн.	2,5 % отн.
CO+N ₂ , (0 – 1000) мг/м ³ (0 – 796) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	40	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	80	10 % отн.	1,5 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	438	10 % отн.	1,5 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	760	10 % отн.	1,5 % отн.
CO+N ₂ , (0 – 2000) мг/м ³ (0 – 1592) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	79,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	159	10 % отн.	1,5 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	876	10 % отн.	1,5 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	1520	5 % отн.	1,5 % отн.
CO+N ₂ , (0 – 5000) мг/м ³ (0 – 3981) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10546-2014	–	199	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	398	10 % отн.	1,5 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	2189	5 % отн.	0,6 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	3802	5 % отн.	0,6 % отн.
CO+N ₂ , (0 – 10000) мг/м ³ (0 – 7962) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	597	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	1190	5 % отн.	0,6 % отн.
	4	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	4578	5 % отн.	0,6 % отн.
	5	CO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	7620	5 % отн.	0,6 % отн.
CH₄ + N₂							
CH ₄ + N ₂ , (0 – 50) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	–	25	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	–	45	10 % отн.	2,5 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	–	50	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	–	100	10 % отн.	2,5 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	100	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	190	10 % отн.	1,5 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	250	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	475	10 % отн.	1,5 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы допускае- мого от- клонения ПГС, ±Д	Пределы до- пускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
CH ₄ + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	500	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	950	10 % отн.	1,5 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 0,15) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	750	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	–	1450	5 % отн.	0,6 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,11	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,18	–	5 % отн.	0,6 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,25	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,475	–	5 % отн.	0,6 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,5	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,95	–	5 % отн.	0,6 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	1,01	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	1,9	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	1,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	2,85	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	2,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	4,75	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10530-2014	9,5	–	4 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	10,1	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	19	–	3 % отн.	0,6 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	15	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	20	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	38	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	25	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	47,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 70) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	35	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10532-2014	66,5	–	3 % отн.	0,2 % отн.
CH ₄ + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10532-2014	51	–	5 % отн.	0,5 % отн.
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10532-2014	92	–	0,5 % отн.	0,2 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС		Пределы допускае- мого от- клонения ПГС, ±Д	Пределы до- пускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
C ₂ H ₂ + N ₂							
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	-	50	20 % отн.	3,0 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	–	95	20 % отн.	3,0 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	-	100	20 % отн.	3,0 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	–	180	15 % отн.	2,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	-	250	15 % отн.	2,5 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	–	450	15 % отн.	2,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	-	500	15 % отн.	2,5 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	–	950	15 % отн.	2,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,105	–	7 % отн.	2,0 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,19	–	7 % отн.	2,0 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,25	–	7 % отн.	2,0 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,475	–	7 % отн.	2,0 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,45	-	10 % отн.	1,625 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	0,95	-	5 % отн.	1,479 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	1,01		5 % отн.	1,5 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	1,9	–	5% отн.	1,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	2,50	-	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	4,50	-	5 % отн.	1,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	5,0	-	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	9,0	-	5 % отн.	1,5 % отн.
C ₂ H ₂ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	10,1	-	2 % отн.	1,2 % отн.
	3	C ₂ H ₂ + N ₂	ГСО 10540-2014	18,0	-	2 % отн.	1,2 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д	Пределы допускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
SO ₂ + N ₂							
SO ₂ + N ₂ , (0 – 25) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	12,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	22	10 % отн.	2,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 50) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	25	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	45	10 % отн.	2,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	50	10 % отн.	1,5% отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	95	10 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	100	10 % отн.	1,5% отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	180	10 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	250	10 % отн.	1,5% отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	450	10 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	500	10 % отн.	1,5% отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	950	10 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,11	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,18	–	5 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,45	–	5 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,52	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,95	–	5 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	1,1	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	1,8	–	5 % отн.	1,0 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	1,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	2,85	–	5 % отн.	1,0 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	2,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	4,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm\Delta$	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm\Delta$
				%	млн ⁻¹		
SO ₂ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	9	–	5 % отн.	1,0 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	10,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	18	–	3 % отн.	0,6 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	15,0	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	20,05	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	38	–	3 % отн.	0,4 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	25	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	45	–	3 % отн.	0,4 % отн.
SO ₂ + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	50	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	95	–	0,5 % отн.	0,1 % отн.
SO ₂ +N ₂ , (0 – 500) мг/м ³ (0 – 171) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	21,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	43	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	107	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	164,6	10 % отн.	2,5 % отн.
SO ₂ +N ₂ , (0 – 1000) мг/м ³ (0 – 342) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	42,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	85	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	213,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	329,15	10 % отн.	2,5 % отн.
SO ₂ +N ₂ , (0 – 5000) мг/м ³ (0 – 1709) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	85,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	171	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	940	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	1632,1	5 % отн.	1,5 % отн.
SO ₂ +N ₂ , (0 – 10000) мг/м ³ (0 – 3418) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	171	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	342	10 % отн.	1,5 % отн.
	4	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	1880	5 % отн.	1,5 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д	Пределы допускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
NH ₃ + N ₂							
NH ₃ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	50	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	-	95	10 % отн.	2,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	110	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	180	10 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	250	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	450	10 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	500	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10545-2014	-	950	10 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,11	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,18	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,45	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,5	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	0,9	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	1,1	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	1,9	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	2,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	4,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	9	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 15) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	7,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	13,5	–	3 % отн.	0,6 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9392–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	10	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	19	–	3 % отн.	0,6 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 25) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	12,5	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	22,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm\Delta$	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm\Delta$
				%	млн ⁻¹		
NH ₃ + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10546-2014	15	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	28,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	20,05	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	38	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	25	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	45	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NH ₃ + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	50,1	–	5 % отн.	0,5 % отн.
	3	NH ₃ + N ₂	ГСО 10547-2014	95	–	0,5 % отн.	0,2 % отн.
NH ₃ +N ₂ , (0 – 500) мг/м ³ (0 – 649) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	48,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	97	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	373	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	621,4	10 % отн.	2,5 % отн.
NH ₃ +N ₂ , (0 – 2000) мг/м ³ (0 – 2600) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	129,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	259	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	1429,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	NH ₃ +N ₂	ГСО 10546-2014	–	2483	10 % отн.	2,5 % отн.
SF₆ + N₂							
SF ₆ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	SF ₆ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,015	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	SF ₆ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,030	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	1	SF ₆ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,031	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	2	SF ₆ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,101	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	SF ₆ + N ₂	ГСО 10530-2014	0,18	–	5 % отн.	0,6 % отн.
NO + N₂							
NO + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	50	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	90	10 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	100	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	180	10 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	250	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	–	450	10 % отн.	1,5 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm\Delta$	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm\Delta$
				%	млн ⁻¹		
NO + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	0,05	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10545-2014	0,08	–	10 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,11	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,16	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,40	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,5	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	0,9	–	5 % отн.	1,5 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	1,1	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	1,8	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	1,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	2,85	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	2,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	4,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	9	–	5 % отн.	1,0 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	10,1	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	19	–	3 % отн.	0,6 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	15	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	20	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	38	–	3 % отн.	0,4 % отн.
NO + N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	25	–	3 % отн.	0,4 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10546-2014	47,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm\Delta$	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm\Delta$
				%	млн ⁻¹		
NO + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO + N ₂	ГСО 10547-2014	50,1	–	5 % отн.	0,5 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10547-2014	95	–	0,5 % отн.	0,2 % отн.
NO + N ₂ , (80 – 100) %	1	NO + N ₂	ГСО 10547-2014	81	–	3 % отн.	0,3 % отн.
	2	NO + N ₂	ГСО 10547-2014	90	–	3 % отн.	0,3 % отн.
	3	NO + N ₂	ГСО 10547-2014	99	–	0,5 % отн.	0,2 % отн.
N₂O + N₂							
N ₂ O + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,0050	–	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,0095	–	10 % отн.	2,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,010	–	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,019	–	10 % отн.	2,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,025	–	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,045	–	10 % отн.	2,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,050	–	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,095	–	10 % отн.	2,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,10	–	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,18	–	5 % отн.	1,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,25	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,425	–	5 % отн.	1,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,5	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	0,85	–	5 % отн.	1,5 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	1,0	–	5 % отн.	1,5 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	1,7	–	5 % отн.	1,0 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	1,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	2,85	–	5 % отн.	1,0 % отн.
N ₂ O + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	2,5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	N ₂ O + N ₂	ГСО 10531-2014	4,25	–	5 % отн.	1,0 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm \Delta$	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm \Delta$
				%	млн ⁻¹		
$N_2O + N_2$, (0 – 10) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	5	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	9	–	5 % отн.	1,0 % отн.
$N_2O + N_2$, (0 – 20) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	10	–	5 % отн.	1,0 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	19	–	3 % отн.	0,6 % отн.
$N_2O + N_2$, (0 – 30) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	15	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	28,5	–	3 % отн.	0,4 % отн.
$N_2O + N_2$, (0 – 40) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	20,05	–	3 % отн.	0,6 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10531-2014	38	–	3 % отн.	0,4 % отн.
$N_2O + N_2$, (0 – 50) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10532-2014	25	–	5 % отн.	1 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10532-2014	48	–	5 % отн.	1 % отн.
$N_2O + N_2$, (0 – 100) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$N_2O + N_2$	ГСО 10532-2014	48	–	5 % отн.	1 % отн.
	3	$N_2O + N_2$	ГСО 10532-2014	97	–	0,5 % отн.	0,2 % отн.
$CH_3SH + N_2$							
$CH_3SH + N_2$, (0 – 2) %	1	N_2	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	$CH_3SH + N_2$	ГСО 10540-2014	1	–	5 % отн.	2,5 % отн.
	3	$CH_3SH + N_2$	ГСО 10540-2014	1,8	–	5 % отн.	2,5 % отн.
$CH_3SH + N_2$, (0 – 5) %	1	N_2	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	$CH_3SH + N_2$	ГСО 10540-2014	2,5	–	5 % отн.	2,5 % отн.
	3	$CH_3SH + N_2$	ГСО 10540-2014	4,5	–	5 % отн.	2,5 % отн.
$C_3H_8 + N_2$							
$C_3H_8 + N_2$, (0 – 10) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2014	5	–	5 % отн.	1,3 % отн.
	3	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	9,5	–	5 % отн.	1,08 % отн.
$C_3H_8 + N_2$, (0 – 20) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	10	–	5 % отн.	1,06 % отн.
	3	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	19	–	4 % отн.	0,65 % отн.
$C_3H_8 + N_2$, (0 – 50) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	25	–	4 % отн.	0,56 % отн.
	3	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	48	–	4 % отн.	0,38 % отн.
$C_3H_8 + N_2$, (0 – 100) %	1	N_2	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	50	–	4 % отн.	0,36 % отн.
	3	$C_3H_8 + N_2$	ГСО 11055-2018	95	–	0,5 % отн.	0,11 % отн.

Продолжение таблицы Г.1

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС		Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д	Пределы допускаемой погрешности аттестации, ±Δ
				%	млн ⁻¹		
NO ₂ + N ₂							
NO ₂ + N ₂ , (0 – 100) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,0050	–	15 % отн.	2 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,0095	–	15 % отн.	2 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 200) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,011	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,019	–	10 % отн.	1,5 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 250) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009		–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,012	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,025	–	10 % отн.	1,5 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 500) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,025	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,045	–	10 % отн.	1,5 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0–1000) млн ⁻¹	1	N ₂	ТУ 2114-004-05798345-2009	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,050	–	10 % отн.	1,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,095	–	10 % отн.	1,5 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 0,2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,105	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,18	–	5 % отн.	0,6 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,25	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,475	–	5 % отн.	0,6 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 1,0) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,5	–	5 % отн.	0,6 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	0,95	–	5 % отн.	0,6 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 300) мг/м ³ (0 – 146) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	36,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	73	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	109,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	142,35	10 % отн.	2,5 % отн.
NO ₂ + N ₂ , (0 – 1000) мг/м ³ (0 – 487) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	61	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	122	10 % отн.	2,5 % отн.
	4	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	304,5	10 % отн.	2,5 % отн.
	5	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	468,75	10 % отн.	2,5 % отн.
NO ₂ +N ₂ , (0 – 2000) мг/м ³ (0 – 974) млн ⁻¹	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–	–
	2	NO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	–	122	10 % отн.	2,5 % отн.
	3	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	244	10 % отн.	1,5 % отн.
	4	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	609	10 % отн.	1,5 % отн.
	5	NO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	–	937,5	10 % отн.	1,5 % отн.

Перечень ПГС для газоанализаторов с термокондуктометрическим измерительным каналом приведён в таблице Г.2

Таблица Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
H₂ + N₂						
H ₂ + N ₂ , (0 – 0,5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74 (ТУ 2114-004-05798345-2009)	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,25	5	1,5
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,45	5	1,5
H ₂ + N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,5	5	1,5
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,9	5	1,5
H ₂ + N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	1,05	5	1
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	1,8	5	1
H ₂ + N ₂ , (0 – 3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	1,5	5	1
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	2,85	5	1
H ₂ + N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	2,5	5	1
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	4,9	5	1
H ₂ + N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	5,0	5	1
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	9,8	5	1
H ₂ + N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	10,5	3	0,6
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	18	3	0,6
H ₂ + N ₂ , (0 – 40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	20	3	0,6
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	36	3	0,4

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
H ₂ + N ₂ , (0 – 60) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	—	—
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	30	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	54	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (0 – 80) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	—	—
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	40	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	72	3	0,15
H ₂ + N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	—	—
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50,0	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1
H ₂ + N ₂ , (30 – 40) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	30,5	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	35	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	39,5	3	0,4
H ₂ + N ₂ , (30 – 50) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	31	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	40	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	49	3	0,4
H ₂ + N ₂ , (30 – 60) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	31,5	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	45	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	58,5	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (30 – 70) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	32	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	68	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (30 – 80) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	32,5	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	55	3	0,2
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	77,5	2	0,15
H ₂ + N ₂ , (40 – 50) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	40,5	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	45	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	49,5	3	0,4
H ₂ + N ₂ , (40 – 60) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	41	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50	3	0,4
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	57	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (40 – 70) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	41,5	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	55	3	0,2
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	68,5	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (40 – 80) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	42	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	60	3	0,2
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	76	2	0,15
H ₂ + N ₂ , (40 – 100) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	42	3	0,4
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	71	2	0,15
	3	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
H ₂ + N ₂ , (50 – 70) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	51	3	0,2
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	60	3	0,2
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	69	3	0,2
H ₂ + N ₂ , (50 – 80) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	53	3	0,2
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	65	3	0,2
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	76	3	0,15
H ₂ + N ₂ , (50 – 100) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	53	5	0,5
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	75	3	0,3
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	95	0,5	0,2
H ₂ + N ₂ , (60 – 80) %	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	61	5	0,5
	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	70,1	3	0,3
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	76	3	0,3
H ₂ + N ₂ , (60 – 100) %	2	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	61	5	0,5
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	75	3	0,3
	1	H ₂ + N ₂	ГСО 10532-2014	95	0,5	0,2

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
Н ₂ + N ₂ , (80 – 100) %	1	Н ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	82	2	0,15
	2	Н ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	90	2	0,15
	3	Н ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
Н ₂ + N ₂ , (90 – 100) %	1	Н ₂ + N ₂	ГСО 10531–2014	91	0,5	0,1
	2	Н ₂ + N ₂	ГСО 10531–2014	95	0,5	0,1
	3	Н ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
Н ₂ + N ₂ , (95 – 100) %	1	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	95,5	0,5	0,04
	2	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	97,5	0,5	0,04
	3	Н ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
Н ₂ + N ₂ , (98 – 100) %	1	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	98,1	0,5	0,04
	2	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	99,1	0,05	0,008
	3	Н ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
Н ₂ + N ₂ , (99 – 100) %	1	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	99,1	0,05	0,008
	2	Н ₂ + N ₂	ГСО 10530–2014	99,5	0,05	0,008
	3	Н ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
Н₂ + воздух						
Н ₂ + воздух, (0 – 1) %	1	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,1 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1,5 -
	2	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,5 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1,5 -
	3	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,9 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1,5 -
Н ₂ + воздух, (0 – 2) %	1	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,2 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1 -
	2	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	1,0 0,93 остальное	5 5 -	1 1 -
	3	Н ₂ + Ar + воздух синт.	ГСО 10531–2014	1,8 0,91 остальное	5 5 -	1 1 -

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.	Коэффициенты пересчёта	
							K ₀ , % (об)	K
H ₂ + воздух, (0 – 3) %	1	H ₂ + Ag + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,3 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1 -	-	-
	2	H ₂ + Ag + воздух синт.	ГСО 10531–2014	1,5 0,92 остальное	5 5 -	1 1 -	-	-
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531–2014	3, 2	5	1	-0,389	1,017
H ₂ + воздух, (0 – 4) %	1	H ₂ + Ag + воздух синт.	ГСО 10531–2014	0,32 0,93 остальное	5 5 -	1,5 1 -	-	-
	2	H ₂ + Ag + воздух синт.	ГСО 10531–2014	2,0 0,91 остальное	5 5 -	1 1 -	-	-
	3	H ₂ + N ₂	ГСО 10531–2014	4,2	5	1,5	-0,389	1,017

Продолжение таблицы Г.2

Анализируе- мый газ, диа- пазон измере- ний	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС, % (об.)	Пределы до- пускаемого от- клонения ПГС, ±Д, % отн.	Пределы до- пускаемой от- носительной погрешности ПГС, % отн.
H₂ + CO₂						
H ₂ + CO ₂ , (0 – 1) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	0,5	5	1,5
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	0,95	5	1,5
H ₂ + CO ₂ , (0 – 2) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	1	5	1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	1,9	5	1
H ₂ + CO ₂ , (0 – 3) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	1,5	5	1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	2,9	5	1
H ₂ + CO ₂ , (0 – 5) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	2,5	5	1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	4,9	5	1
H ₂ + CO ₂ , (0 – 10) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	5,0	5	1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	9,8	5	1
H ₂ + CO ₂ , (0 – 20) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	10,05	3	0,6
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	18,5	3	0,6
H ₂ + CO ₂ , (0 – 40) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	20,0	3	0,6
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	38,5	3	0,4
H ₂ + CO ₂ , (0 – 60) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	30	3	0,4
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	57	3	0,2
H ₂ + CO ₂ , (0 – 80) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	40	3	0,4
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	75	2	0,15
H ₂ + CO ₂ , (0 – 100) %	1	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	50,0	3	0,4
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	95	1,5	0,1
H ₂ + CO ₂ , (50 – 100) %	1	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	52	3	0,2
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	75	2	0,15
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	99,5	0,05	0,02
H ₂ + CO ₂ , (60 – 100) %	1	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	62	3	0,2
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	80	2	0,15
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	99,5	0,05	0,02
H ₂ + CO ₂ , (80 – 100) %	1	H ₂ + CO ₂	ГСО 10330–2014	81	2	0,15
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10330–2014	90	2	0,15
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	99,5	0,05	0,02
H ₂ + CO ₂ , (90 – 100) %	1	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	91	0,5	0,1
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	95	0,5	0,1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	99,5	0,05	0,02
H ₂ + CO ₂ , (95 – 100) %	1	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	95,25	0,5	0,1
	2	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	97,5	0,5	0,1
	3	H ₂ + CO ₂	ГСО 10531–2014	99,75	0,05	0,02

Продолжение таблицы Г.2

Анализируе- мый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонент- ный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС, % (об.)	Пределы до- пускаемого от- клонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы до- пускаемой от- носительной погрешности ПГС, % отн.
He + воздух						
He + воздух, (0 – 5) %	1	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	0,3 0,93 ост.	5 5 -	1,5 1,5 -
	2	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	2,5 0,92 ост.	5 5 -	1 1,5 -
	3	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	4,7 0,90 ост.	5 5 -	1 1,5 -
He + воздух, (0 – 10) %	1	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	0,6 0,93 ост.	5 5 -	1,5 1,5 -
	2	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	5,0 0,90 ост.	5 5 -	1 1,5 -
	3	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	9,4 0,87 ост.	5 5 -	1 1,5 -
He + воздух, (0 – 100) %	1	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	5 0,90 ост.	5 5 -	1 1,5 -
	2	He+ Ar+ воздух синт.	ГСО 10531-2014	50 0,55 ост.	3 5 -	0,2 1,5 -
	3	He + воздух синт.	ГСО 10531-2014	99,9	0,05	0,02
He + воздух, (90 – 100) %	1	He + Воздух синт.	ГСО 10531–2014	90,4	0,5	0,10
	2	He + Воздух синт.	ГСО 10531–2014	95,0	0,5	0,10
	3	He + оздух синт.	ГСО 10531–2014	99,9	0,05	0,02
He + воздух, (95 – 100) %,	1	He + Воздух синт.	ГСО 10531–2014	95,2	0,5	0,10
	2	He + Воздух синт.	ГСО 10531–2014	97,3	0,5	0,10
	3	He + Воздух синт.	ГСО 10531–2014	99,9	0,05	0,02

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
SO₂ + N₂						
SO ₂ + N ₂ (0–10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	5	4	0,4
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	9,7	4	0,4
SO ₂ + N ₂ (0–20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	SO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	10,1	3	0,6
	3	SO ₂ + N ₂	ГСО 10545-2014	19	3	0,6
SO₂ + воздух						
SO ₂ + воздух (0–10) %	1	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	1,0 0,93 ост.	7 7	1 1,5
	2	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	5,0 0,88 ост.	7 7	1 1,5
	3	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	9,0 0,84 ост.	7 7	1 1,5
SO ₂ + воздух (0–20) %	1	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	1,0 0,93 ост.	7 7	1 1,5
	2	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	10,0 0,84 ост.	7 7	0,6 1,5
	3	SO ₂ Ar воздух синт.	ГСО 10537-2014	18,5 0,75 ост.	5 7	0,6 1,5
CO₂ + N₂						
CO ₂ + N ₂ (0–10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	5	5	1,0
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	9,5	5	1,0
CO ₂ + N ₂ (0–20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	10,1	3	0,6
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	19	3	0,6
CO ₂ + N ₂ (0–30) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	15	3	0,6
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	28	3	0,4

Продолжение таблицы Г.2

Анализируе- мый газ, диапазон из- мерений	№ ПГ С	Компонент- ный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС, % (об.)	Пределы допускае- мого откло- нения ПГС, ±Д, % отн.	Пределы до- пускаемой от- носительной погрешности ПГС, % отн.
CO ₂ + N ₂ (0–40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	20,0	3	0,6
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	38	3	0,4
CO ₂ + N ₂ (50–100) %	1	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	53	3	0,2
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	75	2	0,15
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	97	0,5	0,1
CO ₂ + N ₂ (80–100) %	1	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	82	2	0,15
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	90,0	2	0,15
	3	CO ₂ + N ₂	ГСО 10547-2014	99,5	0,07	0,05
CO ₂ + N ₂ (90–100) %	1	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	91	0,5	0,1
	2	CO ₂ + N ₂	ГСО 10546-2014	95	0,5	0,1
	3	CO ₂	ГОСТ 8050-85	100	–	–
CH₄ + N₂						
CH ₄ + N ₂ (0–100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	50,1	3	0,2
	3	CH ₄ + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
He + N₂						
He + N ₂ (0–2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	1,1	5	1,0
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	1,8	5	1,0
He + N ₂ (0–5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	2,5	5	1,0
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	4,5	5	1,0
He + N ₂ (0–10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531–2014	5,0	5	1,0
	3	He + N ₂	ГСО 10531–2014	9,5	5	1,0
He + N ₂ (0–20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531–2014	10,1	3	0,6
	3	He + N ₂	ГСО 10531–2014	18	3	0,6
He + N ₂ (0–40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531–2014	20,0	3	0,6
	3	He + N ₂	ГСО 10531–2014	36	3	0,4

Продолжение таблицы Г.2

Анализируе- мый газ, диапазон изме- рений	№ ПГС	Компо- нентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номиналь- ное значение концентра- ции ПГС, % (об.)	Пределы до- пускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы до- пускаемой от- носительной погрешности ПГС, % отн.
He + N ₂ (0–100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	He + N ₂	ГСО 10531–2014	50	3	0,4
	3	He + N ₂	ГСО 10531–2014	90	2	0,15
He + N ₂ (50–100) %	1	He + N ₂	ГСО 10531-2014	52,5	3	0,2
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	75,0	2	0,15
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	97,5	0,5	0,1
He + N ₂ (60–100) %	1	He + N ₂	ГСО 10531-2014	62	3	0,2
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	80	2	0,15
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1
He + N ₂ (80–100) %	1	He + N ₂	ГСО 10531-2014	81	2	0,15
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	90,0	2	0,15
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
He + N ₂ (90–100) %	1	He + N ₂	ГСО 10531-2014	90,5	0,5	0,1
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	95,0	0,5	0,1
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,5	0,1
He + N ₂ (95–100) %	1	He + N ₂	ГСО 10531-2014	95,5	1,5	0,1
	2	He + N ₂	ГСО 10531-2014	97,5	0,5	0,1
	3	He + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,5	0,1
Ar+N₂						
Ar + N ₂ (0–3) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	1,5	5.	1,0
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	2,85	5	1,0
Ar + N ₂ (0–5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	2,5	5	1,0
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	4,75	5	1,0
Ar + N ₂ (0–10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	5	5	1,0
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	9,5	5	1,0
Ar + N ₂ (0–20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	10,05	3	0,6
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	19	3	0,6
Ar + N ₂ (0–40) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	20,05	3	0,4
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	36	3	0,4
Ar + N ₂ (0–100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293–74	100	–	–
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	50,0	3	0,4
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
Ar + N ₂ (60–100)%	1	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	65	3	0,2
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	80	2	0,15
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
Ar + N ₂ (80–100)%	1	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	82	2	0,15
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	90,0	2	0,15
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,5	0,1
Ar + N ₂ (90–100)%	1	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	90,5	0,5	0,1
	2	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	95,0	0,5	0,1
	3	Ar + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
Ar + H₂						
Ar + H ₂ (97–100)%	1	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	97,15	0,5	0,1
	2	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	98,5	0,5	0,1
	3	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
Ar + воздух синтетический						
Ar + воздух синт. (0–10) %	1	Воздух синт.	ТУ 2114-008-53373468-2008	100	–	–
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	5	5	1,0
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	9,5	5	1,0
Ar + воздух синтетический (0–20) %	1	Воздух синтетический	ТУ 2114-008-53373468-2008	100	–	–
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	10	5	1
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	18	3	0,6
Ar + воздух синтетический (0–40) %	1	Воздух синт.	ТУ 2114-008-53373468-2008	100	–	–
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	20	3	0,6
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	38	3	0,4
Ar + воздух синтетический (60–100) %	1	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	62	3	0,2
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	80	2	0,15
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	99,9	0,05	0,02
Ar + воздух синтетический (80–100) %	1	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	82	2	0,15
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	90	2	0,15
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
Ar + воздух синтетический (90–100) %	1	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	90,5	0,5	0,1
	2	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	95,0	0,5	0,1
	3	Ar + воздух синт.	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02

Продолжение таблицы Г.2

Анализиру- емый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонент- ный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение кон- центрации ПГС, % (об.)	Пределы допус- каемого отклоне- ния ПГС, ±Д % отн.	Пределы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности ПГС, % отн.
Ar + O₂						
Ar + O ₂ (0–20)%	1	O ₂	ТУ 2114-001- 05798345-2007	100	–	–
	2	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	10,05	3	0,6
	3	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	19	3	0,6
Ar + O ₂ (0–40)%	1	O ₂	ТУ 2114-001- 05798345-2007	100	–	–
	2	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	20,0	3	0,6
	3	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	38	3	0,4
Ar + O ₂ (60–100)%	1	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	60,5	2	0,2
	2	Ar + O ₂	ГСО 10531-2014	80	1	0,15
	3	Ar	ГОСТ 10157-79 высш. сорт	100	–	–
H₂ + O₂						
H ₂ + O ₂ (0–0,5)%	1	O ₂	ТУ 2114-001- 05798345-2007	100	–	–
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	0,25	5	0,6
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	0,475	5	0,6
H ₂ + O ₂ (0–1)%	1	O ₂	ТУ 2114-001- 05798345-2007	100	–	–
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	0,5	5	0,6
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	0,95	5	0,6
H ₂ + O ₂ (0–2)%	1	O ₂	ТУ 2114-001- 05798345-2007	100	–	–
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	1,05	5	1,0
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	1,9	5	1,0
H ₂ + O ₂ (98–100)%	1	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	98,1	0,5	0,04
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10530-2014	99,1	0,05	0,008
	3	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	–	–
O₂ + H₂						
O ₂ + H ₂ (0–1)%	1	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	–	–
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	0,5	5	1,5
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	0,9	5	1,5
O ₂ + H ₂ (0–2)%	1	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	–	–
	2	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	1,05	5	1,0
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	1,9	5	1,0
H₂ + Ar						
H ₂ + Ar (0–2)%	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	–	–
	2	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	1,05	5	1,0
	3	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	1,9	5	1,0
H ₂ + Ar (0–5)%	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	–	–
	2	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	2,5	5	1,0
	3	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	4,8	5	1,0
H ₂ + Ar (0–10)%	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	–	–
	2	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	5,0	5	1,0
	3	H ₂ + Ar	ГСО 10531-2014	9,5	5	1,0

Продолжение таблицы Г.2

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ГСО-ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, % (об.)	Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm$ Д % отн.	Пределы допускаемой относительной погрешности ПГС, % отн.
He + Ar						
He + Ar (0–30) %	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	—	—
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	15	3	0,6
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	27	3	0,4
He + Ar (0–40) %	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	—	—
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	20,05	3	0,4
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	36	3	0,4
He + Ar (10–25) %	1	He + Ar	ГСО 10531-2014	11	3	0,6
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	17	3	0,6
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	23	3	0,4
He + Ar (80–100) %	1	He + Ar	ГСО 10531-2014	82	2	0,15
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	99,5	0,05	0,02
He + Ar (0–50) %	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	—	—
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	25	3	0,4
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	47,5	3	0,4
He + Ar (0–100) %	1	Ar	ГОСТ 10157-2016	100	—	—
	2	He + Ar	ГСО 10531-2014	50,1	3	0,2
	3	He + Ar	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1
H₂ + HCl						
H ₂ + HCl (0–10) %	1	H ₂ + HCl	ГСО 10546-2014	0,1	10	1,5
	2	H ₂ + HCl	ГСО 10546-2014	5	5	1
	3	H ₂ + HCl	ГСО 10546-2014	9,8	5	1
H₂ + NH₃						
H ₂ + NH ₃ , (0–1) %	1	NH ₃	ГОСТ 6221-90	100	—	—
	2	H ₂ + NH ₃	ГСО 10546–2014	0,5	5	1,5
	3	H ₂ + NH ₃	ГСО 10546–2014	0,9	5	1,5
H₂ + CH₄						
H ₂ + CH ₄ , (0–50) %	1	H ₂ + CH ₄	ГСО 10530-2014	2,5	4	0,4
	2	H ₂ + CH ₄	ГСО 10531-2014	25	3	0,4
	3	H ₂ + CH ₄	ГСО 10531-2014	47,5	3	0,4
H ₂ + CH ₄ , (0–100) %	1	H ₂ + CH ₄	ГСО 10530-2014	5	4	0,4
	2	H ₂ + CH ₄	ГСО 10531-2014	50	3	0,4
	3	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
H ₂ + CH ₄ , (50–100) %	1	H ₂ + CH ₄	ГСО 10532-2014	52,5	5	0,5
	2	H ₂ + CH ₄	ГСО 10532-2014	75	3	0,3
	3	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
N₂ + He						
N ₂ + He, (0–100) %	1	N ₂ + He	ГСО 10530-2014	5	4	0,4
	2	N ₂ + He	ГСО 10531-2014	50	3	0,4
	3	N ₂ + He	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1

Примечание:

1. Воздух синтетический – это смесь 20,9% кислорода и 79,1% азота.

Перечень ПГС для газоанализаторов с термомагнитным измерительным каналом приведён в таблице Г.3

Таблица Г.3

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, %	Пределы допускаемого отклонения ПГС, ±Д % отн.	Пределы допускаемой погрешности аттестации, ±Δ, % отн.
O₂ + N₂						
O ₂ +N ₂ , (0 – 1) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,5	5	1,5
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	0,95	5	1,5
O ₂ +N ₂ , (0 – 2) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	1,05	5	1,0
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	1,8	5	1,0
O ₂ +N ₂ , (0 – 5) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	2,5	5	1,0
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	4,8	5	1,0
O ₂ +N ₂ , (0 – 10) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	5	5	1,0
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	9,8	5	1,0
O ₂ +N ₂ , (0 – 20) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	10,05	3	0,6
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	19	3	0,6
O ₂ +N ₂ , (0 – 21) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ +N ₂	ГСО 10531-2014	10,5	3	0,6
	3	O ₂ +N ₂	ГСО 10531-2014	20,0	3	0,6
O ₂ +N ₂ , (0 – 25) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	12,5	3	0,6
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	23	3	0,4
O ₂ +N ₂ , (0 – 50) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	25	3	0,4
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	48	3	0,4
O ₂ +N ₂ , (0 – 100) %	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	–	–
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50,0	3	0,4
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	98	0,5	0,1
O ₂ +N ₂ , (15 – 25) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	15,5	3	0,6
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	20,0	3	0,6
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	24	3	0,4
O ₂ +N ₂ , (20 – 80) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	21	3	0,4
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50,0	3	0,4
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	78	2	0,15
O ₂ +N ₂ , (50 – 100) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	52	3	0,2
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	75	2	0,15
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	98	0,5	0,1
O ₂ +N ₂ , (80 – 100) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	82	2	0,15
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	90,0	2	0,15
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	98	0,5	0,1
O ₂ +N ₂ , (90 – 100) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	91	0,5	0,1
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1
	3	O ₂	ТУ 2114-001-05798345-2007	100	-	-
O ₂ +N ₂ , (95 – 100) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	96	0,5	0,1
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	97,5	0,5	0,1
	3	O ₂	ТУ 2114-001-05798345-2007	100	–	–
O ₂ +N ₂ , (98 – 100) %	1	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	98,5	0,5	0,1
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	99,5	0,5	0,1
	3	O ₂	ТУ 2114-001-05798345-2007	100	–	–

Перечень ПГС для газоанализаторов с магнитопневматическим измерительным каналом приведён в таблице Г.4

Таблица Г.4

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, %	Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm \Delta$ % отн.	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm \Delta$, % отн.
O ₂ +N ₂ , (0 – 100) %,	1	N ₂	ГОСТ 9293-74	100	—	—
	2	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	50	3	0,4
	3	O ₂ + N ₂	ГСО 10531-2014	95	0,5	0,1

Перечень ПГС для газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом приведён в таблице Г.5

Таблица Г.5

Анализируемый газ, диапазон измерений	№ ПГС	Компонентный состав ПГС	Номер ПГС по Госреестру, ГОСТ, ТУ	Номинальное значение концентрации ПГС, %	Пределы допускаемого отклонения ПГС, $\pm \Delta$ % отн.	Пределы допускаемой погрешности аттестации, $\pm \Delta$
O₂ + H₂						
O ₂ + H ₂ , (0 – 1) %	1	H ₂	ГОСТ Р 51673-2000	100	—	—
	2	O ₂ + H ₂	ГСО 10531-2014	0,5	5	1,5
	3	O ₂ + H ₂	ГСО 10531-2014	0,95	5	1,5
H₂ + O₂						
H ₂ + O ₂ , (0 – 2) %	1	O ₂	ТУ 2114-001-05798345-2007	100	—	—
	2	H ₂ + O	ГСО 10531-2014	1,05	5	1,0
	3	H ₂ + O ₂	ГСО 10531-2014	1,9	5	1,0

Изготовители и поставщики стандартных образцов состава газовых смесей должны иметь прослеживаемость к государственному первичному эталону единиц молярной доли и массовой концентрации компонентов в газовых средах ГЭТ 154-2014.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

При заказе газоанализатора в заявке должно быть указано:

- а) наименование исполнения газоанализатора, согласно таблице 1;
- б) наименование анализируемого газа;
- в) диапазон измерений;
- г) погрешность измерения:
 - по умолчанию – стандартная погрешность;
 - А - настройка и поверка газоанализатора на ПГС с меньшими по значению пределами погрешности аттестации;
- д) степень защиты по ГОСТ 14254-2015:
 - по заказу – IP54 (газоанализатор имеет в составе защитный кожух);
 - по умолчанию принимается:
 - степень защиты IP20 – для газоанализаторов обыкновенного исполнения,
 - степень защиты IP66 – для газоанализаторов взрывозащищенного исполнения;
- е) продув корпуса инертным газом:
 - по умолчанию – без продува;
 - П – продув корпуса инертным газом;
- ж) состав блоков расширения (состав блока БВВС- для взрывозащищенного исполнения):
 - 1 – блок БОРС и блок БВХС;
 - 2 – блок входных сигналов БВХС;
 - 3 - блок опторелейных сигналов БОРС;
 - 4 – два блока БОРС
 - по умолчанию – блоки не устанавливаются.

Форма записи газоанализатора при его заказе:

	а	б	в	г	д	е	ж
Газоанализатор ЕН7000 – ИКН		СО	(0 – 5) %	А	IP54	П	1

Для исполнения ЕН7000-ТХ позиции д) – ж) не заполняются.

Пример записи:

«Газоанализатор ЕН7000 – ТМВ, СО₂, (0 – 2) %»

В случае необходимости, при заказе газоанализатора взрывозащищенного исполнения, указывается длина кабеля связи преобразователя ПИП.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

**Значение коэффициента влияния неопределяемых компонентов
магнитопневматического измерительного канала**

Наименование неопределяемых компонентов		Значение коэффициента
1.	Азот	0.00
2.	Акрилонитрил	-0.35
3.	Аммиак	-0.17
4.	Аргон	- 0.22
5.	Ацетальдегид	-0.31
6.	Ацетилен	-0.26
7.	Ацетон	-0.63
8.	Бензол	-1.24
9.	Бром	-1.78
10.	Бромоводород	-0.67
11.	Бромэтан	-1.24
12.	Бромэтилен	-0.95
13.	Бутан	-1.11
14.	изо-Бутан	-1.15
15.	Бутен-1	-0.84
16.	Бутен-2 cis	-0.89
17.	Бутен-2 trans	-0.91
18.	изо-Бутилен	-0.94
19.	Бутин-1 (Этилацетилен)	-0.91
20.	Бутин-2	-0.91
21.	Винилэтиловый эфир	-1.01
22.	Вода	-0.03
23.	Водород	+0.23
24.	н-Гексан	-1.78
25.	Гексафторид молибдена	-0.41
26.	Гелий	+0.29
27.	н-Гептан	-2.13
28.	Диацетилен	-0.74
29.	Дивиниловый эфир	-0.78
30.	Диметиламин	-0.81
31.	Диметиловый эфир	-0.56
32.	Диметилпропадиен	-1.08
33.	Диметилформамид	-1.12
34.	Диметилэтиламин	-1.49
35.	Диметоксиметан	-1.02
36.	Дифтордихлорметан (фреон 12)	-1.17
37.	1,2-Дифтор-1,2-дихлорэтилен	-1.39
38.	2,2-Дифтор-1-хлорэтан	-1.17
39.	Дихлорэтилен	-1.08

Продолжение приложения 3

Наименование неопределяемых компонентов		Значение коэффициента
40.	Изопрен	-0.95
41.	Изопропиловый спирт	-1.04
42.	Йодметан	-1.31
43.	Кетон	-0.11
44.	Криптон	-0.49
45.	Ксенон	-0.95
46.	орто-Ксилол	-1.91
47.	мета-Ксилол	-0.87
48.	пара-Ксилол	-1.88
49.	Кумол	-2.25
50.	Метан	-0.16
51.	Метилацетат	-0.89
52.	Метилбутин	-1.28
53.	Метилгипохлорит	-0.73
54.	Метилмеркаптан	-0.67
55.	Метиловый спирт	-0.27
56.	Метил-н-пропиловый эфир	-1.31
57.	Метил-изопропиловый эфир	-1.32
58.	Метилформиат	-0.57
59.	Метилэтиловый эфир	-0.93
60.	Метилциклопропан	-1.13
61.	Метилэтилкетон	-0.97
62.	Неон	+0.15
63.	н-Нонан	-2.80
64.	Оксид азота (I)	-0.20
65.	Оксид азота (II)	+42.70
66.	Оксид азота (III)	-0.12
67.	Оксид азота (IV)	+5.00
68.	Оксид пропилена -1,2	-0.90
69.	Окись пропилена -1,3	-0.90
70.	Оксид серы (IV)	-0.18
71.	Оксид углерода (II)	+0.06
72.	Оксид углерода (IV)	-0.26
73.	Оксид этилена	-0.54
74.	н-Октан	-2.45
75.	Пентадиен -1,2	-1.08
76.	Пентадиен -1,3	-1.08
77.	н-Пентан	-1.45
78.	изо-Пентан	-1.49
79.	Пентин	-1.18
80.	Пропан	-0.77
81.	Пропен	-0.57

Продолжение приложения 3

Наименование неопределяемых компонентов		Значение коэффициента
82.	Пропиламин	-1.17
83.	Селеноводород	-0.79
84.	Сероводород	-0.39
85.	Сероуглерод	-0.81
86.	Силан	-0.24
87.	Стирол	-1.63
88.	Тетрахлорметан	-1.58
89.	Тетрахлорэтилен	-2.01
90.	Толуол	-1.57
91.	Триметиламин	-1.15
92.	1,2,2-Трифтор-2-хлорэтан	-1.40
93.	Трифторхлорэтилен	-1.08
94.	1,1,2-Трихлорэтан (фреон 113)	-1.57
95.	Трихлорэтилен	-1.56
96.	Уксусная кислота	-0.57
97.	Уретан	-1.30
98.	Фенол	-1.40
99.	Фосфин	-0.41
100.	Фтор	+0.19
101.	Фтордихлорметан (фреон 21)	-1.07
102.	Фторид вольфрама	-0.81
103.	Фторметан	-0.39
104.	Фтористый пропионил	-1.10
105.	1-Фторпропан	-1.15
106.	2-Фторпропан	-1.16
107.	Фторхлорбромметан	-1.30
108.	Фторэтилен	-0.49
109.	Фуран	-0.90
110.	Хлор	-0.83
111.	Хлороводород	-0.31
112.	Хлорид бора	-1.39
113.	Хлороформ	-0.79
114.	1-Хлорпропан	-1.34
115.	2-Хлорпропан	-1.35
116.	1-Хлорпропен-1	-1.04
117.	2-Хлорпропен-2	-1.04
118.	Хлорэтан	-0.98
119.	Хлорэтилен	-0.68
120.	Циклогексан	-1.62
121.	Циклопентан	-1.37
122.	Циклопропан	-0.81

Окончание приложения 3

Наименование неопределяемых компонентов		Значение коэффициента
123.	Этан	-0.43
124.	Этиламин	-0.81
125.	Этилбензол	-1.89
126.	Этилен	-0.20
127.	Этиленгликоль	-0.78
128.	Этиловый спирт	-0.63
129.	Этилмеркаптан	-1.01

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов	Номер док-та	Подпись	Дата
	изм.	зам.	новых	аннул.				