



**УТВЕРЖДАЮ**

Руководитель ЛОЕИ  
ООО «ПРОММАНТЕСТ»

И. А. Цехан

«14» мая 2019

Газоанализаторы "ЭЛЬГАЗ"

Методика поверки

МП-104/05-2019

Москва 2019

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика распространяется на газоанализаторы "ЭЛЬГАЗ" (далее – газоанализатор или прибор), и устанавливает порядок их первичной и периодической поверки.

1.2 Интервал между поверками- 1 год.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в табл.1.

Таблица 1 Операции поверки

Наименование операции	Пункт методики	Проведение операций при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	7.1	+	+
Проверка работоспособности (опробование)	7.2	+	+
Определение основной погрешности	7.3	+	+
Проверка срабатывания сигнализации	7.3.6, 7.4.4, 7.5.4	+	-

Примечание. Знак «+» означает, что соответствующую операцию поверки проводят.

2.2 При получении отрицательных результатов на любой из операций, указанных в таблице 1, поверку прекращают, далее выясняют и устраняют причины несоответствий и повторяют поверку по пунктам несоответствий.

2.3 Допускается возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов для меньшего числа измеряемых величин или меньшего числа поддиапазонов измерений, по письменному заявлению заказчика.

## 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

- Стандартные образцы состава искусственной газовой смеси приготовленной с помощью генератора газовых смесей (см. табл. 2), источников микропотоков (см. табл. 3) и ГСО (см. табл. 4).

Таблица 2 – Перечень использованного оборудования

Наименование	Тип	Документ	Примечание
Термогигрометр	ИВА-6АР	ТУ 4311-011-77511225-2005	Диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, относительная погрешность $\pm 3$ %, диапазон измерений температуры от - 40 до + 60 °С
Барометр-анероид контрольный метеорологический	М-67	ТУ 25.04-1797-75	Диапазон измерений атмосферного давления, от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность $\pm 0,8$ мм рт.ст.

Наименование	Тип	Документ	Примечание
Секундомер механический	СОС пр-26-2-010	ГОСТ 5072-79	От 0 до 60 мин, погрешность 0,1 с
Ротаметр механический	РМ-А-0.063 ГУЗ	ГОСТ 13045-81	Диапазон расхода от 0 до 1050 см <sup>3</sup> /мин, кл. точности 4.
Натекатель баллонный	Н-12	ЧТД ПГС 001.00.000СБ	Диапазон регулирования расхода от 0 до 2,16 x 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /с
Шланг соединительный поливинилхлоридный	ПВХ-6/4	ТУ 64-05838972-05	Диаметр 4 мм внутр.
Шланг соединительный фторопластовый ФМ	Ф-4Д 5/4	ГОСТ 22056-76	Диаметр 5.0 мм внешний, 4.0 мм внутр.
Насадка-адаптер калибровочная	НГ	ТЦВА 741136.14	Из комплекта с газоанализатором для подачи газа на прибор
Кабель телеметрический	КТ	ТЦВА 681280	Для связи газоанализатора с компьютером
Модуль интерфейсный	МКТ	ТЦВА.468368.009	Для подключения модуля СМ к компьютеру
Генератор газовых смесей	ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03	ЩДЕК.418313.001 ТУ	Эталон первого разряда. Для разбавления ГСО
Генератор спирто-воздушных смесей	ГСВС-МЕТА 02М	ТУ 4381-043-21298618-2009	Для приготовления спирто – воздушных смесей от 40 - до 2000 мг/м <sup>3</sup> , отн. погр. ±4%
Установка динамическая	Микрогаз-ФМ	ТУ4215-011-2296552-016	Рабочий эталон первого разряда. Термодиффузный генератор газовых смесей.
Генератор хлора	ГРАНТ-ГХС	ТУ 4210-014-04641807-99	Рабочий эталон второго разряда
Генератор чистого воздуха	ГЧВ 1,2-3,5	ЖНЛК 2.022.000.000 ТУ	Для приготовления нулевого воздуха
Барботер – склянка		ИБЯЛ.441411.002	Для увлажнения ГСО - ПГС
Мультиметр цифровой	АРРА-62Т	фирмы «АРРА Technology Corporation», Тайвань.	Диапазон измерений напр. постоянного тока до 1000 В, напряжения пер. тока до 600 В, сопротивления пост. току до 20 МОм, силы постоянного тока до 10 А, частоты до 2 МГц
Комплекс газоаналитический	ГНП-1		рег. № 68283-17

Таблица 3 - Источники микропотоков (ИМ), используемые при поверке

Наименование газа	Тип источника микропотока	Документ
Аммиак	(ИМ-ГП-06-М-А2) на NH <sub>3</sub>	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Азота диоксид	(ИМ-ГП-00-М-Г1) на NO <sub>2</sub>	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Водород хлористый HCl	(ИМ-ГП-107-М-Д) HCl	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Метанол	(ИМ-ГП-37-М-Б) на CH <sub>3</sub> OH	06.04.022 ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Сероводород	(ИМ-ГП-03-М-А2) на H <sub>2</sub> S (ИМ-ГП-125-М-А1) на H <sub>2</sub> S	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Серы диоксид	(ИМ-ГП-05-М-А2) на SO <sub>2</sub>	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Формальдегид	(ИМ-ГП-94-М-А2) на CH <sub>2</sub> O	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001
Хлор	(ИМ-ГП-50-М-А2) на Cl <sub>2</sub>	ИБЯЛ.418319.013 ТУ-2001

Таблица 4 - ГСО – ПГС, используемые при поверке

Анализируемый компонент	Диапазон измерения, концентрация	№ ПГС-ГСО или источник микропотока ИМ
Азота диоксид NO <sub>2</sub>	0,01 – 10 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-00-М-Г1
	0,1 – 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-00-М-Г1
	10 – 500 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10547-2014
Азота оксид NO	0,01 – 5 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10547-2014
	0,1 – 30 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10506-2014
	10 – 1000 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10506-2014
		ГСО 10707-2015 ГСО 10546-2014
Аммиак NH <sub>3</sub>	0,01 – 10 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-06-М-А2
	1 – 200 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-06-М-А2 ГСО 10547-2014
	10 – 1500 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10547-2014
Водород H <sub>2</sub>	0,001 – 1 об. доля %	ГСО 10703-2015
		ГСО 10465-2014
	0,01 – 4 об. доля %	ГСО 10703-2016
		ГСО 10465-2014
от 1 до 100 об. доля, %	ГСО 10465-2014	
	ГСО 10597-2015 ГСО 10597-2015	
Водород хлористый HCl	0,01 - 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-107-М-Д
Гелий He	1-100%	ГСО 10509-2014
		ГСО 10506-2014
Кислород O <sub>2</sub>	0,01 – 1 об. доля, %	ГСО 10531-2014
		ГСО 10652-2015
		ГСО 10706-2015
	0,1 – 30 об. доля, %	ГСО 10465-2014
ГСО 10706-2015		
10 – 100 об. доля, %	ГСО 10531-2014	
	ГСО 10706-2015	
Метан CH <sub>4</sub>	0,001 - 1 об. доля %	ГСО 10509-2014
		ГСО 10703-2015
	0,01 – 5 об. доля %	ГСО 10532-2014
ГСО 10703-2015		
0,1-100% об		ГСО 10703-2015

Анализируемый компонент	Диапазон измерения, концентрация	№ ПГС-ГСО или источник микропотока ИМ
		ГСО 10650-2015
Метанол CH <sub>3</sub> OH	0,1 – 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-37-М-Б
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,001 - 2 об. доля %	ГСО 10544-2014 ГСО 10704-2015 ГСО 10463-2014
Сероводород H <sub>2</sub> S	0,01 – 3 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-125-М-А1
	0,1 – 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-03-М-А2 ГСО 10538-2014
	1 – 200 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10538-2015 ГСО 10506-2014
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	0,01 – 3 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-05-М-А2
	0,1-300 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10598-2014
Углеводороды СН (С <sub>2</sub> -С <sub>10</sub> )	50-3000 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10714-2015
Калибровка по гексану C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,05– 1 об. доля %	ГСО 10544-2014 ГСО 10714-2015 ГСО 10509-2-14
Углерода диоксид CO <sub>2</sub>	100-2000мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10532-2014 ГСО 10530-2014
	0,01 – 5 % об	ГСО 10531-2015 ГСО 10703-2015 ГСО 10654-2015
	1 – 100 % об	ГСО 10654-2015 ГСО 10530-2014
Углерода оксид CO	0,01 - 10 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10506-2014 ГСО 10530-2014
	0,1 – 300 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10704-2015 ГСО 10465-2014
	50 – 3000 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10703-2015 ГСО 10465-2014
Формальдегид H <sub>2</sub> CO	0,1 - 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-94-М-А2
Хлор Cl <sub>2</sub>	0,01 - 3 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-50-М-А2
	0,1 - 30 мг/м <sup>3</sup>	ИМ-ГП-50-М-А2
Этанол C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	50 – 5000 мг/м <sup>3</sup>	ГСО 10533-2014 ГСО 10534-2014 ГСО 10535-2014
Азот о.ч.	99,9%	ГОСТ 9293-74
Воздух кл.1	ПГС нулевой воздух	ГОСТ 17433-80
Топливо дизельное	0 – 100% НКПР	ГОСТ 305-2013
Топливо дизельное ЕВРО	0 – 100% НКПР	ГОСТ Р 52368-2005
Уайт-спирит	0 – 100% НКПР	ГОСТ 3134-78
Бензин автомобильный	0 – 100% НКПР	Технический регламент ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»
Бензин авиационный	0 – 100% НКПР	ГОСТ 1012-2013
Газовый конденсат, бензин неэтилированный	0 – 100% НКПР	ГОСТ Р 51866-2002

3.2 Средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке, ГСО должны иметь действующие паспорта.

3.3 Допускается использование других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

#### **4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ**

4.1 К проведению поверки допускают лиц, достигших 18-летнего возраста, прошедших производственное обучение, проверку знаний и инструктаж по безопасному обслуживанию газоанализатора, обученных оказанию первой медицинской помощи, имеющих квалификацию обслуживающего персонала не ниже техника или слесаря КИП 5-го разряда, изучивших настоящую инструкцию, ознакомленные с руководствами по эксплуатации на газоанализаторы "ЭЛЬГАЗ".

4.2 При поверке газоанализаторы устанавливаются в закрытых взрывобезопасных и пожаробезопасных лабораторных помещениях, отвечающих требованиям ГОСТ 12.1.004-91, удовлетворяющих требованиям санитарных норм и оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией.

4.3 При работе с газовыми смесями в баллонах под давлением необходимо соблюдать ПБ 03-576-03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденные Госгортехнадзором РФ 11.06.2003г.

Следует выполнять требования, изложенные в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ)», «Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилах устройства электроустановок (ПУЭ)», утвержденных в установленном порядке.

#### **5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность окружающего воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление  $98,7 \pm 3,3$  кПа;

5.2 Баллоны со сжатыми газами должны быть выдержаны при температуре помещения, где проводятся работы не менее 24 часов.

#### **6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

Газоанализаторы "ЭЛЬГАЗ" подготавливаются к работе в соответствии с руководством по эксплуатации, средства поверки – в соответствии с эксплуатационной документацией.

#### **7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяется:

- соответствие комплектности;
- соответствие маркировки требованиям, предусмотренным эксплуатационной документацией;
- отсутствие повреждений и дефектов, влияющих на работоспособность приборов;
- наличие заводского номера

7.2 Опробывание

7.2.1 При опробывании проверить функционирование газоанализатора и идентификационные данные программного обеспечения.

7.2.2 Проверку функционирования газоанализаторов проводить по отображению информации на дисплее прибора, а при его отсутствии по выходному сигналу с прибора.

Подачу ПГС на прибор проводить в соответствии с руководством по эксплуатации на прибор. При подаче ПГС, в пределах диапазона измерения, значение выходного сигнала должно меняться.

7.2.3 Проверку идентификационных данных программного обеспечения прибора проводить сравнением номера версии (идентификационного номера) программного обеспечения полученного с прибора с номером версии, указанным в таблице 5.

Таблица 5 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для исполнения газоанализаторов				
	100	200	300	400	500
Идентификационное наименование ПО	ISMVX	ISMCM	ISMSM	ISMIM	ISMBX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	709	903	206	404	204
Цифровой идентификатор ПО	199139	7382351	2685202	819498	2596454
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32	CRC-32	CRC-32	CRC-32	CRC-32
Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже, указанного номера в таблице 2.					

7.2.4 Результаты опробывания считаются положительными, если выполняются требования, указанные в п. 7.2.2, и номер версии программного обеспечения прибора соответствует приведенным в таблице 5.

### 7.3 Определение основной погрешности измерения прибора с помощью ГСО - ПГС

7.3.1 Поверку газоанализаторов на кислород (O<sub>2</sub>), углерода оксид (CO), углерода диоксид (CO<sub>2</sub>), азота оксид (NO), метан (CH<sub>4</sub>), пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), водород (H<sub>2</sub>) и сумму углеводородов (CH) производят с помощью стандартных образцов - газовых смесей, приготовленных с помощью ГСО, генераторов газовых смесей, приведенных в таблице 3. Для этого баллон с ПГС, подключают через понижающий редуктор и ротаметр к прибору (см схему на рис 1 приложения 1 МП). Вместо редуктора можно использовать баллонный вентиль тонкой регулировки (ВРТ) или натекагель (Н-12). На приборе укрепляют газовую калибровочную насадку-адаптер (из комплекта к данному прибору). По ротаметру контролируют и регулируют расход газовой смеси. В качестве трубопроводов используют гибкие шланги из ПВХ. Для моделей с принудительной подачей пробы, калибровочную газовую смесь подают через входной штуцер прибора (для технологического исполнения прибора), либо используют два выходных штуцера на боковой стенке прибора (базовое и экологическое исполнение приборов), подавая через один из них газовую смесь и сбрасывая ее через второй. В обоих случаях насос не включают. Для стационарных приборов используют насадки на камеру с сенсором из комплекта к данному исполнению прибора.

7.3.2 Номинальное содержание определяемого компонента и пределы допускаемых отклонений от него должны соответствовать таблице 6.

Таблица 6 – Точки диапазона измерений, в которых проверяют основную погрешность датчиков

Номер поверочной газовой смеси	Содержание определяемого компонента, соответствующее точкам диапазона измерений, %
1	5 ± 5
2	50 ± 5
3	95 ± 5

ПГС подают в следующей погрешности 1-2-3-2-1-3. Определение основной погрешности проводят, подавая ПГС на прибор в соответствии с руководством по эксплуатации на газоанализатор.

7.3.3 Расход газовой смеси подаваемой на прибор устанавливают в пределах 6-18 л/час. (100-300 см<sup>3</sup>/мин).

7.3.4 Для создания концентраций ниже концентрации в баллоне с ПГС используют разбавительные установки (генератор ГГС-03-03), который смешивает ПГС из баллона с воздухом или азотом в заданной пропорции, снижая концентрацию контролируемого вещества в газовой смеси.

7.3.5 После подачи газовой смеси на предварительно включенный прибор ждут стабилизации показаний (не более 180с – или 3х кратного значения времени установления показаний сенсора в конкретном приборе), и производят отсчет показаний по цифровому индикатору или другому регистрирующему прибору (для приборов с цифровым выходом – по ПК).

Для газоанализатора с выносным индикатором показания аналогового сигнала, полученного с мультиметра умножают на коэффициент, указанный в паспорте на конкретный прибор и получают измеренное значение концентрации.

При цифровом выходном сигнале с прибора – значения снимают с ПК.

7.3.6 При превышении концентрации газа выше пороговой (для кислорода также ниже пороговой), должна сработать световая и звуковая сигнализация (при наличии).

7.3.7 Проверку каналов измерения углеводородов (СН<sub>4</sub> и СН) в которых используют полупроводниковые сенсоры, проводят с увлажнением ПГС- до уровня влажности 50%-65% с использованием барботера. Для этого готовят водно-солевые или водно-глицериновые растворы по ГОСТ 29244-91 (ИСО 483-88) и заливают их в барботер. Газ из баллона с ПГС пропускают через барботер – увлажнитель перед подачей на прибор. Выдержка газоанализатора с влажной газовой смесью до 10 минут для стабилизации влажности газового тракта схемы и прибора.

7.3.8 При фиксации показаний измерительного прибора (вольтметра) установившиеся значения выходного сигнала газоанализатора рассчитывают значение содержания определяемого компонента в *i*-ой ГС по значению выходного токового сигнала по формуле (1):

$$C_i = \frac{C_v}{16} \cdot (I_i - 4) \quad (1)$$

где  $I_i$  – установившееся значение выходного токового сигнала газоанализатора при подаче *i*-ой ГС, мА;

$C_v$  – верхний предел диапазона показаний определяемого компонента, до взрывоопасная концентрация, % НКПР, или объемная доля. % или млн<sup>-1</sup>.

Значения основной приведенной погрешности,  $\gamma_0$  %, рассчитываются в каждой поверяемой точке диапазона по формуле (2):

$$\gamma_0 = \frac{C_{ij} - C_{oj}}{C_{oj}} \cdot 100 \quad (2)$$

где  $C_{ij}$  – *i*-показание газоанализатора в *j*-точке диапазона, об.д.% (или мг/м<sup>3</sup>);

$C_{oj}$  – значение объемной доли измеряемого компонента, соответствующее *j*-точке диапазона, указанное в паспорте на ГСО-ПГС, об. д.% (или мг/м<sup>3</sup>).

$C_n$  – нижний предел диапазона показаний определяемого компонента, об.д.% (или мг/м<sup>3</sup>).

Значения основной относительной погрешности  $\delta_0$ , %, рассчитать по формуле (3):

$$\delta_{oj} = \frac{C_{ij} - C_{oj}}{C_{oj}} \cdot 100. \quad (3)$$

Значения основной абсолютной погрешности  $\Delta_{oj}$  вычисляют по формуле (4):



$$\Delta_{oj} = C_{ij} - C_{oj} \quad (4)$$

Результат испытаний считают положительным, если значения основной погрешности по выбранному целевому газу не превышают величин, приведенных в табл. 1, 2, 3 Приложения 2.

В случае превышения погрешности, газоанализатор считается не прошедшим поверку.

#### **7.4 Определение основной погрешности прибора с помощью термодиффузного генератора.**

7.4.1 Поверку газоанализаторов на:  $\text{Cl}_2$ ,  $\text{HCl}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{CO}$ ,  $\text{NO}_2$  производят с помощью газодинамической установки (термодиффузного генератора) типа «Микрогаз-ФМ». Принцип работы этого генератора газовых смесей основан на введении в воздушный поток источника исследуемого газа. Величина диффузии вещества в воздушный поток (испарения через стенки ампулы-источника микропотока) известны из паспорта на источник. Величину выходной концентрации регулируют температурой термостата и скоростью потока газа разбавителя. Для значительного снижения концентрации в приготавливаемой газовой смеси используют каналы разбавления. Для работы собирают установку по схеме на рис.2 (приложение 1 к МП). Газовое питание генератора происходит от баллона со сжатым воздухом через понижающий редуктор или от генератора чистого воздуха. От генератора газовой смеси на прибор газовая смесь подается обязательно по фторопластовому трубопроводу из-за химической активности получаемой газовой смеси.

7.4.2 Расход газа определяется работой генератора газа.

7.4.3 После подачи газовой смеси на предварительно включенный прибор дожидаются стабилизации показаний (не более 180с – или 3х кратного значения времени установления показаний сенсора в конкретном приборе), и производят отсчет показаний по цифровому индикатору или другому регистрирующему прибору (для приборов с цифровым выходом – по ПК).

Для газоанализатора с выносным индикатором показания аналогового сигнала, полученного с мультиметра умножают на коэффициент, указанный в паспорте на конкретный прибор и получают измеренное значение концентрации.

При цифровом выходном сигнале с прибора – значения снимают с ПК.

7.4.4 При превышении концентрации газа выше пороговой должна сработать световая и звуковая сигнализация (при наличии).

7.4.5 Значения основной приведенной погрешности,  $\gamma_0$  %, рассчитываются в каждой поверяемой точке диапазона по формуле (2).

Значения основной относительной погрешности  $\delta_0$ , %, рассчитать по формуле (3).

Значения основной абсолютной погрешности  $\Delta_{oj}$  вычисляют по формуле (4).

Результат испытаний считают положительным, если значения основной погрешности по выбранному целевому газу не превышают величин, приведенных в табл. 1, 2, 3 Приложения 2.

В случае превышения погрешности, газоанализатор считается не прошедшим поверку.

#### **7.5 Определение основной погрешности прибора с помощью генератора спирто-воздушных смесей.**

7.5.1 Поверку газоанализатора на этанол проводят с помощью генератора спирто – воздушных смесей. Для этого включают генератор согласно инструкции на него.

7.5.2 Расход газа рекомендуется устанавливать в пределах  $300 \pm 200 \text{ см}^3/\text{мин}$ .

7.5.3 После подачи газовой смеси на предварительно включенный прибор дожидаются стабилизации показаний (не более 180с – или 3х кратного значения времени установления показаний сенсора в конкретном приборе), и производят отсчет показаний по

цифровому индикатору или другому регистрирующему прибору (для приборов с цифровым выходом – по ПК).

Для газоанализатора с выносным индикатором показания аналогового сигнала, полученного с мультиметра умножают на коэффициент, указанный в паспорте на конкретный прибор и получают измеренное значение концентрации.

При цифровом выходном сигнале с прибора – значения снимают с ПК.

7.5.4 При превышении концентрации газа выше пороговой должна сработать световая и звуковая сигнализация (при наличии).

7.5.5 Значения основной приведенной погрешности,  $\gamma_0$  %, рассчитываются в каждой поверяемой точке диапазона по формуле (2).

Значения основной относительной погрешности  $\delta_0$  %, рассчитать по формуле (3).

Значения основной абсолютной погрешности  $\Delta_{oj}$  вычисляют по формуле (4).

Результат испытаний считают положительным, если значения основной погрешности по выбранному целевому газу не превышают величин, приведенных в таблице 1, 2, 3 Приложения 2.

В случае превышения погрешности, газоанализатор считается не прошедшим поверку.

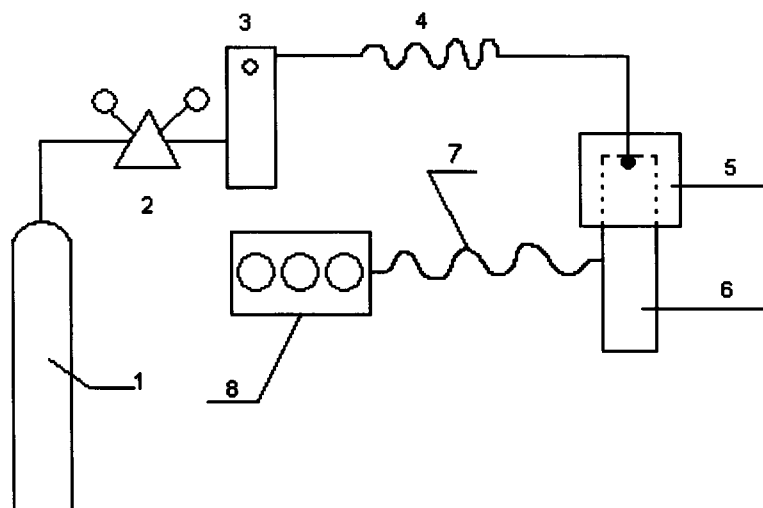
## **8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

8.1 При положительных результатах первичной и периодической поверки на каждый газоанализатор выдают свидетельство о поверке установленной формы или наносят оттиск знака о поверке в паспорт прибора и наклеивают штрих-кодированную марку в соответствии с Приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. N 1815 "Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 При отрицательных результатах поверки прибор к применению не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности с указанием причин.

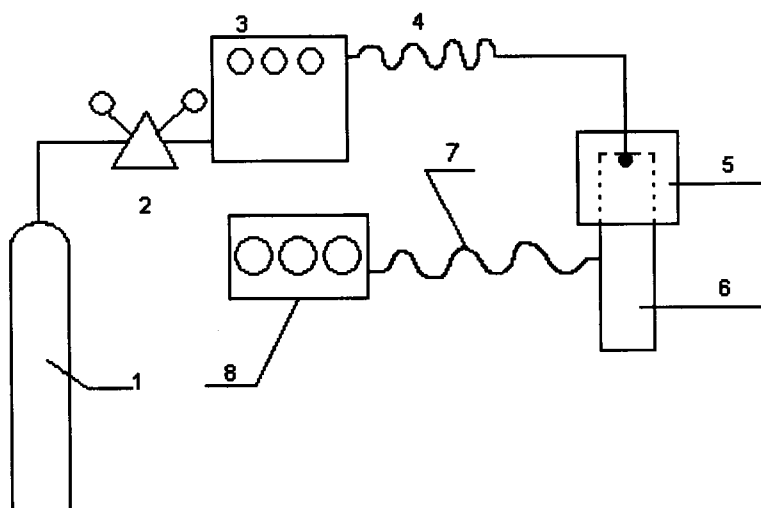
8.3 Допускается проводить поверку газоанализатора не по всем каналам в мультигазовых исполнениях приборов, с обязательной записью в свидетельство о поверке или в паспорт на прибор.

**Приложение 1**  
**Схемы стан­дов для поверки газоанализаторов**



**Рисунок 1 - Схема газовая принципиальная установки для поверки газоанализаторов "ЭЛЬГАЗ" от баллонов со сжатыми газами ПГС-ГСО.**

1 -баллон с ПГС или воздухом или азотом, 2 -редуктор, 3 -ротаметр, 4 -гибкий трубопровод, 5 -газовая насадка, 6 – газоанализатор; 7 – телеметрический кабель КТ; 8 – выносной цифровой мультиметр или внешний регистрирующий прибор.



**Рисунок 2 - Схема газовая принципиальная установки для поверки газоанализаторов "ЭЛЬГАЗ" от генератора газовых смесей (термодиффузного или спирто-воздушного).**  
 1- баллон воздухом; 2 - редуктор; 3 –генератор газовых смесей; 4 - гибкий трубопровод; 5 - газовая насадка-калибратор; 6 – газоанализатор; 7 – телеметрический кабель КТ; 8 – цифровой мультиметр.

Приложение 2

Метрологические характеристики газоанализаторов

Таблица 1 – Метрологические характеристики для газоанализаторов с электрохимическими сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
		приведенной, % *	относительной, %
Азота диоксид NO <sub>2</sub>	от 0 до 1 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 1 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 50 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 50 до 500 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
Азота оксид NO	от 0 до 5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±15	–
	св. 5 до 50 мг/м <sup>3</sup>	–	±15
	от 0 до 50 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
	св. 50 до 1000 мг/м <sup>3</sup>	–	±10
Аммиак NH <sub>3</sub>	от 0 до 1 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 1 до 100 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 20 мг/м <sup>3</sup> включ.	±15	–
	св. 20 до 500 мг/м <sup>3</sup>	–	±15
	от 0 до 100 мг/м <sup>3</sup> включ.	±15	–
Водород хлористый HCl	от 0 до 5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±25	–
	св. 5 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±25
Кислород O <sub>2</sub>	от 0 до 1 об. д., %	±5	–
	от 0 до 1 об. д., % включ.	±5	–
	от 1 до 30 об. д., %	–	±5
	от 1 до 100 об. д., %	–	±5
Метанол CH <sub>3</sub> OH	от 0 до 5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 5 до 20 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 5 до 50 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 10 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 10 до 200 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
Сероводород H <sub>2</sub> S	от 0 до 5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 5 до 20 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 3 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 3 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 10 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 10 до 200 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	от 0 до 1 мг/м <sup>3</sup> включ.	±15	–
	св. 1 до 10 мг/м <sup>3</sup>	–	±15
	от 0 до 1 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
	св. 1 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±15
	от 0 до 10 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
Углерода оксид CO	от 0 до 1 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 1 до 20 мг/м <sup>3</sup>	–	±20

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
		приведенной, % *	относительной, %
	от 0 до 10 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 10 до 300 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
	от 0 до 100 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 100 до 5000 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
Формальдегид H <sub>2</sub> CO	от 0 до 0,5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±20	–
	св. 0,5 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±20
Хлор Cl <sub>2</sub>	от 0 до 0,5 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
	св. 0,5 до 5 мг/м <sup>3</sup>	–	±10
	от 0 до 3 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
	св. 3 до 30 мг/м <sup>3</sup>	–	±10
	от 0 до 10 мг/м <sup>3</sup> включ.	±10	–
	св. 10 до 100 мг/м <sup>3</sup>	–	±10

\* Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики для газоанализаторов с оптическими сенсорами

Определяемый компонент <sup>1)</sup>	Диапазон показаний <sup>3)</sup> объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений <sup>4)</sup> объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности <sup>5)</sup>
Бензин <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР <sup>6)</sup>	от 0 до 100 % НКПР	±5 % НКПР
Гексан C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	от 0 до 1 об. д., %	от 0 до 1 об. д., %	±0,01 %
	от 0 до 1,0 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,0 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
Дизельное топливо <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 100 % НКПР	±5 % НКПР
Керосин <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 100 % НКПР	±5 % НКПР
Метан CH <sub>4</sub>	от 0 до 4,4 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 4,4 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
	от 1 до 100 <sup>7)</sup> об. д., %	от 1 до 100 об. д., %	±1 %
Метанол CH <sub>3</sub> OH	от 0 до 6,0 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 6,0 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,2 % (±3 % НКПР)
Нонан C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	от 0 до 0,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,02 % (±3 % НКПР)
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	от 0 до 1,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,05 % (±3 % НКПР)
	от 1 до 100 об. д., %	от 1 до 100 об. д., %	±1 %
Сумма углеводородов по пропану CH	от 0 до 1,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,7 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,05 % (±3 % НКПР)
Этанол C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	от 0 до 3,1 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 3,1 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	±0,1 % ±3 % НКПР

**Примечание:**

- 1) При условии нахождения в контролируемой среде только одного определяемого компонента.
- 2) Бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, соответствующей ГОСТ 305-2013 с указанием марки в паспорте на прибор.
- 3) Диапазон показаний – это диапазон значений, которые могут отображаться дисплеем или выдаваться прибором во внешние регистрирующие системы. Он может отличаться от диапазона измерений.
- 4) Диапазон измерения ограничен возможностями средств калибровки.
- 5) Пределы допускаемой основной погрешности для нормальных условий эксплуатации. Канал измерения суммы углеводородов для контроля растворителей и других летучих углеводородов калибруется по пропану.
- 6) Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 30852.19-2002
- 7) Калибровка при концентрациях выше 50% НКПР по смесям с азотом вместо воздуха

Таблица 3 – Метрологические характеристики для газоанализаторов с термокаталитическими, полупроводниковыми, термокондуктометрическими и фотоионизационными сенсорами

Определяемый компонент <sup>1)</sup>	Диапазон показаний <sup>3)</sup> объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений <sup>4)</sup> объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности <sup>5)</sup>
Бензин <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР <sup>7)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР
Водород H <sub>2</sub>	от 0 до 1,00 об. д., %	от 0 до 1,00 об. д., %	±0,01 %
	от 0 до 4,0 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 2,0 об. д., % (от 0 до 50% НКПР)	±0,1 % (±3% НКПР)
Гексан C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	от 0 до 1,00 об. д., %	от 0 до 1,00 об. д., %	±0,01 %
	от 0 до 1,00 об. д., % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,50 об. д., % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
Гелий He	от 0 до 100 об. д., %	от 0 до 100 об. д., %	±1 %
Дизельное топливо <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР
Керосин <sup>2)</sup>	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР
Метан CH <sub>4</sub>	от 0 до 1,00 об. д., %	от 0 до 1,00 об. д., %	±0,01 %
	от 0 до 4,4 об. д., % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 об. д., % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Метанол CH <sub>3</sub> OH	от 0 до 6,0 об. д., % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 3,0 об. д., % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±3 % НКПР)
Нонан C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	от 0 до 0,7 об. д., % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,35 об. д., % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,02 % (±3 % НКПР)
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	от 0 до 1,00 об. д., %	от 0 до 1,00 об. д., %	±0,01 %
	от 0 до 1,70 об. д., % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 об. д., % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±3 % НКПР)
Сумма углеводородов по пропану CH <sup>6)</sup>	от 0 до 1,00 об. д., %	от 0 до 1,00 об. д., %	±0,02 %
	от 0 до 1,70 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,85 об. д., % (от 0 до 50% НКПР)	±0,05 % (±3 % НКПР)
Этанол C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	от 0 до 3,1 об. д., % (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,5 об. д., % (от 0 до 50% НКПР)	±0,1 % (±3% НКПР)

**Примечание:**

1) При условии нахождения в контролируемой среде только одного определяемого компонента.

2) Бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, соответствующей ГОСТ 305-2013 с указанием марки в паспорте на прибор.

3) Диапазон показаний – это диапазон значений, которые могут отображаться дисплеем или выдаваться прибором во внешние регистрирующие системы. Он может отличаться от диапазона измерений.

4) Диапазон измерения ограничен возможностями средств калибровки.

5) Пределы допускаемой основной погрешности для нормальных условий эксплуатации.

6) Канал измерения суммы углеводородов для контроля других летучих углеводородов калибруется по пропану или гексану с указанием этого в паспорте.

7) Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 30852.19-2002.

8) Калибровка при концентрациях выше 50% НКПР по смесям с азотом вместо воздуха.