

СЛТД

ФГУ «Метрологический центр
Сервисно-Пользовательский филиал»
БИНПРОТЕКА
Уникодный экземпляр

1133

УТВЕРЖДАЮ



Директор ВНИИМС

А.И. Асташенков

1997 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ГАЗОАНАЛИЗАТОР MGA 1200
фирмы «SUN ELECTRIC EUROPE B.V.», Нидерланды

Методика поверки

Москва 1997 г.

Настоящая инструкция распространяется на газоанализаторы MGA 1200 фирмы «SUN ELECTRIC EUROPE B.V.», Нидерланды, и устанавливает методы и средства их первичной поверки при ввозе в страну, после ремонта и периодической поверки в процессе эксплуатации.

Межповерочный интервал 1 год.

1. ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

1.1. При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1.

NN п/п	Наименование операции	Номер пункта инструкции	Обязательность проведения операции при проведении поверки:	
			первичной	периодической
1.	Внешний осмотр	6.1.	Да	Да
2.	Опробование	6.2.	Да	Да
2.1.	Проверка герметичности газовой системы	6.2.2.	Да	Да
3.	Определение метрологических характеристик	6.3.	Да	Да
3.1.	Определение основной погрешности по каналам CO, CO ₂ и O ₂	6.3.1.–6.3.1.1.	Да	Да
3.2.	Определение основной погрешности по каналу CH (по гексану), определение коэффициента перевода гексана в пропановый эквивалент	6.3.2.–6.3.2.2.	Да	Нет
3.3.	Определение основной погрешности по каналу CH (по пропану)	6.3.3.–6.3.3.1.	Нет	Да

1.2. Если при проведении той или иной операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшая поверка прекращается.

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1. При проведении поверки должны быть применены следующие средства:
ГСО–ПГС в баллонах под давлением, выпускаемые по ТУ 6–16–2956–92, снабженные вентилями тонкой регулировки. Характеристики ГСО–ПГС приведены в Приложении 1.

Азот особой чистоты в баллоне под давлением, ГОСТ 9293–74.

2.2. Допускается применение других средств измерений, обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

2.3. Все средства поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке, а газовые смеси в баллонах под давлением – действующие паспорта.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. При проведении поверки должны выполняться:

Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением;

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

3.2. Помещение, в котором проводится поверка, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1. При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$;
- относительная влажность окружающего воздуха 30 – 90%;
- напряжение питания, В $220 \begin{matrix} +15 \\ -10 \end{matrix} \%$;

- механические воздействия, наличие пыли, внешние электрические и магнитные поля, кроме земного должны быть исключены.

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1. Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы.

1) газоанализаторы должны быть подготовлены к работе в соответствии с технической документацией фирмы;

2) ГСО–ПГС в баллонах должны быть выдержаны в помещении, в котором проводится поверка, в течение 24 часов;

3) должна быть включена приточно-вытяжная вентиляция.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие поверяемого газоанализатора следующим требованиям:

1) комплектность газоанализатора (за исключением монтажного комплекта) должна соответствовать требованиям технической документации фирмы-изготовителя;

2) газоанализатор не должен иметь повреждений, влияющих на его работоспособность.

6.2. Опробование

6.2.1. Опробование газоанализатора осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора. Газоанализатор включают и проверяют прохождение программы самодиагностики.

6.2.2. Проведение проверки герметичности газоанализатора.

Проверка герметичности проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если газоанализаторы соответствуют требованиям НТД фирмы.

6.3. Определение метрологических характеристик

6.3.1. Определение основной погрешности по каналам CO, CO₂ и O₂.

6.3.1.1. Определение основной погрешности по каналам CO, CO₂ и O₂ проводят при поочередном пропускании ПГС, соответствующих началу, середине и концу диапазонов в следующей последовательности:

- канал CO № 1–2–3–2–1–3 (диапазон 0,2–1,2 об.доля, %),
№ 4–5–6–5–4–6 (диапазон 1,2–10 об.доля, %)
- канал CO₂ № 1–7–8–7–1–8 (диапазон 1,5–10 об.доля, %),
№ 8–9–10–9–8–10 (диапазон 10–20 об.доля, %)
- канал O₂ № 1–11–12–11–1–12 (диапазон 1–6 об.доля, %),
№ 12–13–14–13–12 (диапазон 6–21 об.доля, %).

Значение основной приведенной погрешности рассчитывают по формуле (1):

$$\delta_{пр} = \frac{X_{изм} - X_{д}}{X_{к}} \cdot 100 \quad (1)$$

- где: $X_{изм}$ – измеренное содержание определяемого компонента, об.доля, % или ppm;
 $X_{д}$ – действительное содержание определяемого компонента в проверяемой точке, указанное в паспорте на ПГС, об.доля, % или ppm;
 $X_{к}$ – значение, соответствующее конечному значению диапазона измерений, об.доля, % или ppm.

Значения основной относительной погрешности (δ_0) рассчитывают для каждой ПГС по формуле (2):

$$\delta_0 = \frac{X_{изм} - X_{д}}{X_{д}} \cdot 100 \quad (2)$$

- где: $X_{изм}$ – измеренное содержание компонента, об.доля, % или ppm;
 $X_{д}$ – действительное содержание компонента в ПГС, об.доля, % или ppm.

Газоанализаторы считаются выдержавшими испытания, если полученные значения основной приведенной и основной относительной погрешности по каналам CO, CO₂, O₂ не превышают ±5%.

6.3.2. Определение основной погрешности по каналу СН (по гексану), определение коэффициента перевода гексана в пропановый эквивалент (пропан-гексановый эквивалент).

6.3.2.1. Определение основной приведенной и относительной погрешности по каналу СН (по гексану), проводят при поочередном пропускании ПГС соответствующих началу, середине и концу диапазонов в следующей последовательности:

- канал СН (по гексану) № 1–15–16–15–1–16 (диапазон 35–500 ppm),
№ 16–17–18–17–16–18 (диапазон 500–2000 ppm)

Значение основной приведенной погрешности рассчитывают по формуле (1) п.6.3.1.1.

Значения основной относительной погрешности (δ_o) рассчитывают для каждой ПГС по формуле (2).

Газоанализаторы считаются выдержавшими испытания, если полученные значения основной приведенной и основной относительной погрешности по каналу СН (по гексану) не превышают ±5%/

6.3.2.2. Для определения пропан-гексанового эквивалента K_n выполняют градуировку газоанализатора по гексану, используя ПГС № 16 в диапазоне 35–500 ppm, затем подают на вход газоанализатора ПГС № 20 пропан в азоте. Рассчитывают пропан-гексановый эквивалент K_n по формуле:

$$K_n = \frac{X_{изм}}{X_d} \quad (3)$$

где: $X_{изм}$ – измеренное содержание пропана, ppm;

X_d – действительное содержание пропана в ПГС, указанное в паспорте, ppm.

ПГС № 20 пропан в азоте анализируют не менее трех раз, рассчитывают среднее арифметическое значение коэффициента K_n . Коэффициент K_n должен выражаться тремя значащими цифрами.

Аналогичные измерения проводят в диапазоне 500–2000 ppm при подаче ПГС № 22 пропана в азоте.

Полученные значения пропан-гексанового эквивалента K_n для каждого диапазона измерений вносят в свидетельство о поверке газоанализатора.

6.3.3. Определение основной погрешности по каналу СН (по пропану).

6.3.3.1. Определение основной приведенной и относительной погрешности по каналу СН (по пропану) проводят при поочередном пропускании ПГС, соответствующих началу, середине и концу диапазонов в следующей последовательности:

- канал СН (по пропану) № 1–19–20–19–1–20 (диапазон 35–500 ppm, в пересчете на гексан)
№ 20–21–22–21–20–22 (диапазон 500–2000 ppm в пересчете на гексан).

Значения основной приведенной погрешности по каналу СН рассчитывают по формуле:

$$\delta_{np} = \frac{X_{изм} - X_D \cdot K_n}{X_k} \cdot 100 \quad (4)$$

где: $X_{изм}$ – измеренное содержание определяемого компонента, ppm;

X_D – действительное содержание пропана в ГСО–ПГС, указанное в паспорте, ppm;

K_n – пропан-гексановый эквивалент, указанный в свидетельстве о предыдущей поверке;

X_k – значение, соответствующее конечному значению диапазона измерений, ppm.

Значение основной относительной погрешности по каналу СН рассчитывается по формуле:

$$\delta_o = \frac{X_{изм} - X_D \cdot K_n}{X_D \cdot K_n} \cdot 100 \quad (5)$$

где: $X_{изм}$ – измеренное содержание компонента, ppm;

X_D – действительное содержание пропана в ГСО–ПГС, указанное в паспорте, ppm.

K_n – пропан-гексановый эквивалент, указанный в свидетельстве о предыдущей поверке.

Газоанализатор считается выдержавшим испытания, если полученные значения основной приведенной и основной относительной погрешности по каналу СН (по пропану) не превышают $\pm 5\%$.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1. Результаты поверки газоанализатора заносят в протокол.

7.2. Положительные результаты поверки газоанализатора оформляют выдачей свидетельства установленной формы.

7.3. Газоанализаторы, не удовлетворяющие требованиям настоящих рекомендаций, к эксплуатации не допускаются. Газоанализаторы изымаются из обращения и после ремонта подвергаются повторной поверке.

Начальник отдела, к.х.н.



Ш.Р.Фаткудинова

Начальник сектора, к.х.н.



О.Л.Рутенберг

Приложение 1

Перечень ГСО–ПГС, необходимых для поверки газоанализатора MGA 1200

№№ п/п	Компонентный состав	Номинальные значения со- держания компонента и до- пускаемые отклонения но- минального значения	№№ ГСО–ПГС	Заводы– изготовитель
1.	Воздух (азот)			БКЗ
2.	СО в азоте	0,050±0,005 об.доля, %	3810–87	БКЗ
3.	СО в азоте	0,095±0,005 об.доля, %	3810–87	БКЗ
4.	СО в азоте	2,5±0,15 об.доля, %	3824–87	БКЗ
5.	СО в азоте	4,75±0,25 об.доля, %	3828–87	БКЗ
6.	СО в азоте	9,5±0,5 об.доля, %	3832–87	БКЗ
7.	СО ₂ в азоте	5,0±0,1 об.доля, %	3774–87	БКЗ
8.	СО ₂ в азоте	10,0±0,1 об.доля, %	3777–87	БКЗ
9.	СО ₂ в азоте	15,0±0,2 об.доля, %	3779–87	БКЗ
10.	СО ₂ в азоте	18,0±0,2 об.доля, %	3779–87	БКЗ
11.	О ₂ в азоте	2,5±0,1 об.доля, %	3720–87	БКЗ
12.	О ₂ в азоте	6,0±0,1 об.доля, %	3724–87	БКЗ
13.	О ₂ в азоте	10,0±0,1 об.доля, %	3726–87	БКЗ
14.	О ₂ в азоте	18,0±0,1 об.доля, %	3726–87	БКЗ
15.	С ₆ Н ₁₄ в азоте	200±50 ppm	5899–91	БКЗ
16.	С ₆ Н ₁₄ в азоте	500±100 ppm	5898–91	БКЗ
17.	С ₆ Н ₁₄ в азоте	900±100 ppm	5898–91	БКЗ
18.	С ₆ Н ₁₄ в азоте	1500±100 ppm	5898–91	БКЗ
19.	С ₃ Н ₈ в азоте	120±20 ppm	–	ВНИИМС
20.	С ₃ Н ₈ в азоте	500±50 ppm	–	ВНИИМС
21.	С ₃ Н ₈ в азоте	0,100±0,01 об.доля, %	5897–91	БКЗ
22.	С ₃ Н ₈ в азоте	0,300±0,025 об.доля, %	5895–91	БКЗ