

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии  
УРАЛЬСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ –  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
ИМ.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»  
(УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)



Согласовано:

Директор УНИИМ - филиала  
ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Е.П. Собина

2024 г.

**«ГСИ. Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1».**

**Методика поверки»**

**МП 29-221-2024**

Екатеринбург

2024

## **Предисловие**

1 РАЗРАБОТАНА Уральским научно-исследовательским институтом метрологии – филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (УНИИМ - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

2 ИСПОЛНИТЕЛЬ: Лифинцева М.Н., ведущий инженер УНИИМ - филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

3 СОГЛАСОВАНА: УНИИМ - филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»  
в 2024 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения	4
2 Нормативные ссылки	4
3 Перечень операций поверки средства измерений	5
4 Требования к условиям проведения поверки	7
5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	7
6 Метрологические и технические требования к средствам поверки	7
7 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	9
8 Внешний осмотр средства измерений	9
9 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	10
10 Проверка программного обеспечения средства измерений	10
11 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12
12 Оформление результатов поверки	14
Приложение А (обязательное) Основные метрологические характеристики СИГ	15
Приложение Б (рекомендуемое) Номинальные значения содержания поверочного компонента при проведении комплектной поверки ИК СИГ с газоанализаторами	23
Приложение В (обязательное) Схемы подключения для подачи газовой смеси	28



## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1» (далее – СИГ), изготовленные ООО «ЭМИ-Прибор», г. Санкт-Петербург, предназначенные для автоматического и непрерывного измерения содержания кислорода, горючих газов и концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, наружных установок и открытых пространств промышленных объектов, путем измерительных преобразований данных, получаемых со стационарных газоанализаторов, передаваемых по проводным линиям связи в центральное устройство, отображении этой информации, формированию сигналов об аварийной ситуации при достижении концентрации этих веществ предельно допускаемых значений.

Данная методика распространяется на СИГ, устанавливает методы первичной и периодической поверки.

1.2 При проведении поверки должна обеспечиваться прослеживаемость СИГ к ГЭТ 154-2019 «Государственный первичный эталон единиц молярной доли, массовой доли и массовой концентрации компонентов в газовых и газоконденсатных средах» согласно государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утверждённой приказом Росстандарта № 2315 от 31 декабря 2020 г.

1.3 В настоящей методике реализована поверка методом прямых измерений поверяемым СИ величины, воспроизводимой стандартным образцом в случае комплектной поверки; методом косвенных измерений – в случае поэлементной поверки.

1.4 Настоящая методика поверки применяется для поверки СИГ, используемых в качестве средств измерений в соответствии с государственной поверочной схемой, приведенной в разделе 2 настоящей методики поверки. В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в Приложении А.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей методике использованы ссылки на следующие документы\*:

Приказ Министерства труда и Социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020 г.)

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 № 2315 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

\* При пользовании настоящей методикой целесообразно проверить действие ссылочных документов по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методикой следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1)

ГОСТ 9293-74 Азот газообразный и жидкий. Технические условия (с изм. 1)

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ТУ 6-21-5-85 Азот особой чистоты сорт 2-й по ГОСТ 9293-74 в баллоне под давлением. Технические условия

ТУ 6-01-2-120-73 Трубка медицинская поливинилхлоридная (ПВХ). Технические условия

### 3 Перечень операций поверки средства измерений

3.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	+	+	8
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	+	+	9
Проверка программного обеспечения средства измерений	+	+	10
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	+	+	11
Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности ИК СИГ поэлементно с аналоговым выходным сигналом	+	+	11.1
Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК поэлементно с цифровым выходным сигналом	+	+	11.2
Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК комплектно	+	+	11.3
Примечание - Знак «+» обозначает, что соответствующую операцию поверки проводят.			



3.2 Поверка ИК осуществляется одним из следующих способов:

- **поэлементно**. Поверка всех ГА утвержденного типа, входящих в состав ИК СИГ, осуществляется в соответствии с установленными методиками поверки. ГА, входящие в состав СИГ, приведены в таблице 2. Поверка остальных элементов ИК проводится согласно данной методике поверки.

Таблица 2 - Газоанализаторы, входящие в состав СИГ

Наименование средства измерений	Регистрационный номер средства измерений
Газоанализаторы стационарные ИГМ-10ИК и ИГМ-10Э	71045-18
Газоанализаторы стационарные ИГМ-11	70204-18
Газоанализаторы стационарные ИГМ-12 и ИГМ-13	66815-17
Газоанализаторы стационарные ИГМ-12М	75198-19
Газоанализаторы стационарные ИГМ-13М	72341-18
Газоанализаторы стационарные ИГМ-14	89683-23
Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230	61055-15
Газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификаций СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2	59942-15
Газоанализаторы стационарные оптические СГОЭС модификаций СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11	65884-16
Газоанализаторы стационарные Газконтроль	67991-17
Газоанализаторы Оптик ИК, Оптимус ИК	62288-15

Суммарная погрешность ИК определяется расчётным путем с учетом погрешности вышеупомянутых ГА в соответствии с настоящей методикой.

- **комплектно**. Комплектная поверка предусмотрена для ИК. В этом случае предусмотрена поверка ИК без демонтажа, подачей поверочных газовых смесей на вход ИК, имеющих в своем составе ГА. Комплектная поверка проводится без демонтажа ГА в соответствии с текущей методикой поверки.

3.3 Во время эксплуатации допускается замена ГА на ГА утвержденных типов, указанных в описании типа на СИГ. При этом проводится первичная поверка ИК, в составе которого произошла замена ГА.

3.4 В случае добавления новых ИК в существующую систему необходимо проведение поверки только вновь добавленных ИК в соответствии утвержденной методикой поверки в объеме операций, предусмотренных для первичной поверки.

3.5 При получении отрицательных результатов поверки при выполнении любой из операций, указанных в таблице 1, поверку прекращают

3.6 В условиях эксплуатации допускается проведение поверки СИГ в целом или отдельных ИК без демонтажа ГА с использованием мобильного поверочного комплекса и соответствующей методики измерений, аттестованной по ГОСТ Р 8.563, при условии соблюдения нормальных условий в местах установки ГА, согласно п.4.1.

3.7 Методикой поверки предусмотрена возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов по письменному заявлению владельца.

#### 4 Требования к условиям проведения поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- температура окружающей среды, °C от +15 до +25;
- относительная влажность окружающей среды, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа 100,0±3,3;
- расход ГС, дм<sup>3</sup>/мин 0,5±0,1.

#### 5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

5.1 К проведению работ по поверке СИГ допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую СИГ, эксплуатационную документацию на средства поверки, настоящую методику поверки и работающие в качестве поверителей в организации, аккредитованной на право поверки средств измерений в области физико-химических измерений.

#### 6 Метрологические и технические требования к средствам поверки

6.1 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ)
1	2	3
Раздел 9 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средство измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от 15 °C до 25 °C, абсолютная погрешность ±1 °C. Средство измерений относительной влажности воздуха в диапазоне измерений от 30 % до 80 %, абсолютная погрешность ±3 %. Средство измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 90 до 110 кПа, абсолютная погрешность ±1,0 кПа. Средство измерений объемного расхода газа, верхняя граница диапазона измерений 0,063 м <sup>3</sup> /ч, приведенная к ВПИ погрешность ±4 %.	Прибор комбинированный Testo 622, рег.№53505-13  Ротаметр РМ-А-0,063Г УЗ, рег. № 59782-15



Продолжение таблицы 3

1	2	3
п.11 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Вторичные эталоны для передачи единицы объемной доли определяемых компонентов по Приказу Росстандарта от 31.12.2020 № 2315, в диапазоне от $1,5 \cdot 10^{-8}$ до 99,97 %, относительная погрешность не более 13 %	Стандартные образцы состава газовых смесей в баллонах под давлением (Приложение Б)
	Рабочие эталоны для передачи единицы объемной доли определяемых компонентов, соответствующие требованиям к рабочим эталонам не ниже 1-го разряда по Приказу Росстандарта от 31.12.2020 № 2315, в диапазоне от $1,5 \cdot 10^{-8}$ до 99,97 %, относительная погрешность не более 25 %	Генератор газовых смесей ГГС (мод. ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03), рег № 62151-15, Стандартные образцы состава газовых смесей в баллонах под давлением (Приложение Б)
	Рабочие эталоны для передачи единицы объемной доли определяемых компонентов, соответствующие требованиям к рабочим эталонам не ниже 2-го разряда по Приказу Росстандарта от 31.12.2020 № 2315, в диапазоне от $5 \cdot 10^{-8}$ до 99,97 %, относительная погрешность не более 25 %	Стандартные образцы состава газовых смесей в баллонах под давлением (Приложение Б)
	Средство измерений интервалов времени, в диапазоне измерений времени от 0 до 3600 с, абсолютная погрешность не более 2 с	Секундомер механический СОСпр, рег. № 11519-11
	Регулятор расхода газа, диапазон расхода газа от 0 до 240 л/мин, диапазон рабочего давления от 0 до 150 кгс/см <sup>2</sup>	Вентиль точной регулировки ВТР-1 (или ВТР-1-М160)
	Рабочий эталон постоянного электрического тока 2-го разряда по Приказу Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 в диапазоне значений от 0,001 до 0,025 А	Калибратор многофункциональный Fluke 5522A, рег. № 70345-18
	Воздух Марка А по ТУ 6-21-5-85	
	Азот особой чистоты сорт 2 по ГОСТ 9293 в баллоне под давлением	
	Редуктор баллонный кислородный одноступенчатый БКО-50-4	
	Трубка медицинская ПВХ по ТУ 6-01-2-120-73, 6x1,5 мм	



**Примечания:**

1) Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

2) При поэлементной поверке необходимо применять средства поверки, указанные в методиках поверки на средства измерений, входящие в состав СИГ.

3) Допускается использование стандартных образцов состава газовых смесей, не указанных в Приложении Б, при выполнении следующих условий:

- номинальное значение и пределы допускаемого отклонения содержания поверочного компонента должны соответствовать указанному для соответствующего ГСО из Приложения Б;

- отношение погрешности, с которой устанавливается содержание компонента в поверочной смеси к пределу допускаемой погрешности поверяемого ИК, должно быть не более 1/3.

6.2 Эталоны, применяемые для поверки, должны быть поверены (аттестованы); ГСО должны иметь действующие паспорта; средства измерений должны быть поверены, данные о их поверке должны быть внесены в ФИФОЕИ.

## **7 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

7.1 Содержание вредных компонентов в воздухе рабочей зоны должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005.

7.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования техники безопасности ГОСТ 12.2.007.0, Приказа Министерства труда и Социальной защиты Российской Федерации № 903н и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на систему, эксплуатационной документации на средства измерений из состава СИГ, на средства поверки.

7.3 При эксплуатации баллонов со сжатыми газами должны соблюдаться требования техники безопасности согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утверждённым Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 536.

7.4 Если работы проводятся в помещении, помещение должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией, соответствовать требованиям пожарной безопасности и оборудовано необходимыми средствами пожаротушения.

7.5 При наличии в используемых ГСО-ПГС горючих, агрессивных, токсичных и других опасных компонентов, сброс газа при поверке должен осуществляться в вытяжную вентиляцию.

## **8 Внешний осмотр средства измерений**

8.1 При проведении внешнего осмотра устанавливают:

- соответствие маркировки и комплектности СИГ, а также ее составных частей требованиям эксплуатационной документации;

- наличие предусмотренных поверительных пломб и клейм комплектующих СИГ;

- отсутствие дефектов и механических повреждений, влияющих на работоспособность СИГ;

- исправность всех органов управления, настройки и передачи информации;



- правильность размещения измерительных компонентов, правильность схем подключения газоанализаторов к ЦУ;

- соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте СИГ.

8.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются требования, указанные в 8.1.

## **9 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

9.1 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

1) Подготавливают систему к работе в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

2) Подготавливают средства поверки, указанные в таблице 3, в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.

3) Проводят контроль условий поверки в соответствии с таблицей 3.

4) Проверяют наличие паспортов и сроки годности стандартных образцов, сведения о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений средств измерений и эталонов.

5) Баллоны с газовыми смесями выдерживают в помещении для поверки не менее 24 ч.

6) Проверяют соблюдение требований безопасности.

7) Проверяют наличие и сведения о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ГА, входящих в состав СИГ (только при поэлементной поверке).

9.2 При опробовании проводят проверку общего функционирования СИГ:

- включается система, на все элементы СИГ подается электрическое питание, запускается тестирование;

- после включения СИГ загружается программное обеспечение всех составных частей СИГ. ПО загружается в соответствии с используемым ЦУ;

- после тестирования система переходит в режим измерений, на мониторе ПК (или системе верхнего уровня) и на дисплее (только для ЦУ «ЭМИ ССД-1М», ЦУ «ЭМИ ССД-2М») отображается измерительная информация.

9.3. Результат опробования считают положительным, если:

- во время тестирования отсутствуют сообщения об ошибках;

- после окончания времени прогрева система переходит в режим измерений;

- все органы управления и индикации функционируют.

## **10 Проверка программного обеспечения средства измерений**

Для проверки идентификационных данных СИГ проводят следующие операции:

- проводят визуализацию идентификационных данных программного обеспечения, путем сличения номера версии ПО, отображаемого на дисплее ЦУ или мониторе ПК (или системе верхнего уровня);

- сравнивают полученные данные с идентификационными данными, указанными в таблицах 4-6.



Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «ЭМИ ССД-1М» и «ЭМИ ССД-2М»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ЦУ «ЭМИ ССД-1М»	ЦУ «ЭМИ ССД-2М»
Идентификационное наименование ПО	IGM_SSD-1_v1.01.hex	IGM_SSD-2M_v1.0.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	IGM SSD-1 v1.01 01.10.19 12:00:00 CRC:B9DF	SSD-2M v1 2023
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.		

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода MB 110»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения (не ниже)	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение Модули аналогового ввода MB 110-X.2A	MB 110_v1_04.hex	не ниже VI.04	1713B057027 18976B24827 C182F3B55B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода MB110-X.8A	MV110-8A_2_07_factory.hex	не ниже 2.07	2E34572AE2F B58AB953EE1 B60CA8B75B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода MB110-X.2AC	MB110-224.2AC_dsPIC33_1.05.hex	не ниже VI.05	40F467AC095 B92ED39BE0 AF3572A7965	MD5

Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.

Таблица 6 – Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода MB 210-101»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО МК ПО_factoryPacket_MB210
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.15.4
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание - Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу ПО соответствующей версии.	

Результаты проверки идентификационных данных СИГ считаются положительными, если наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют указанным в таблицах 4-6.

## **11 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

### **11.1 Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности ИК СИГ поэлементно с аналоговым выходным сигналом**

11.1.1 При проведении поэлементной поверки входящие в состав ИК ГА демонтируют и проводят поверку в соответствии с установленными методиками поверки на ГА, или проверяют сведения о результатах действующих поверок в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

11.1.2 Канал передачи и отображения данных поверяют на месте установки и эксплуатации СИГ. Для этого:

11.1.2.1 На вход ЦУ поверяемого ИК необходимо подключить калибратор многофункциональный Fluke 5522 А.

11.1.2.2 Подать с его помощью токовый сигнал, мА, соответствующий точкам поверки ГС в последовательности №№ 1 – 2 – 3 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении Б указаны 3 точки поверки) или №№ 1 – 2 – 3 – 4 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении Б указаны 4 точки поверки). Величина токового сигнала рассчитывается по формуле

$$I_i^{\text{кал-ра}} = \frac{(K_i \cdot 16)}{K_{\max}} + 4, \quad (1)$$

где  $K_i$  – номинальное значение объёмной доли (довзрывоопасной концентрации или массовой концентрации) определяемого компонента  $i$ -й ГС из Приложения Б, %, млн<sup>-1</sup> (% НКПР или мг/м<sup>3</sup>);

$K_{\max}$  – максимальный диапазон измерения объёмной доли (довзрывоопасной концентрации или массовой концентрации) определяемого компонента по данному ИК, %, млн<sup>-1</sup> (% НКПР или мг/м<sup>3</sup>).

Для каждого значения измеряемой величины рассчитывается абсолютная погрешность для ИК и ЦУ по формуле

$$\Delta_i^{\text{ЦУ}} = C_i^{\text{изм}} - K_i, \quad (2)$$

где  $C_i^{\text{изм}}$  – фиксируемая величина измерения на дисплее ЦУ или мониторе ПК при эмуляции  $i$ -й концентрации,  $K_i$ , при помощи калибратора многофункционального.

В случае, если нормирована относительная погрешность ИК

$$\delta_i^{\text{ЦУ}} = \frac{C_i^{\text{изм}} - K_i}{K_i} \cdot 100 \%. \quad (3)$$

11.1.2.3 Рассчитать основную погрешность ИК по формулам:



$$\Delta_i^{\Gamma A} = \sqrt{(\Delta_i^{\Gamma A})^2 + (\Delta_i^{\text{цy}})^2}, \delta_i = \sqrt{(\delta_i^{\Gamma A})^2 + (\delta_i^{\text{цy}})^2}, \quad (4)$$

где  $\Delta_i^{\Gamma A}$  – значение абсолютной погрешности ГА поверяемого ИК в  $i$ -й ГС из протокола поверки ГА, полученное при поверке ГА, %, млн<sup>-1</sup> (% НКПР или мг/м<sup>3</sup>);

$\Delta_i^{\text{цy}}$  – значение абсолютной погрешности поверяемого канала передачи ИК в  $i$ -й ГС, рассчитанное по формуле (2);

$\delta_i^{\Gamma A}$  – значение относительной погрешности ГА поверяемого ИК в  $i$ -й ГС из протокола поверки ГА, полученное в ходе поверки ГА, %;

$\delta_i^{\text{цy}}$  – значение относительной погрешности поверяемого канала передачи ИК в  $i$ -й ГС, рассчитанное по формуле (3).

Примечание - Если значение основной абсолютной или относительной погрешности ЦУ в 5 раз меньше допускаемой основной абсолютной или относительной погрешности ГА, то за основную абсолютную или относительную погрешность ИК берется значение основной абсолютной или относительной погрешности ГА.

11.1.3 Результат проверки диапазона измерений и определения основной погрешности измерений ИК считают положительным, если рассчитанные значения погрешностей ИК в пределах допускаемой погрешности, указанных в Приложении А, Таблица А.1.

11.1.4 После проведения поэлементной поверки ГА монтируют в ИК. Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

## **11.2 Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности ИК поэлементно с цифровым выходным сигналом**

11.2.1 При проведении поэлементной поверки входящие в состав ИК ГА демонтируют и проводят их поверку в соответствии с установленными методиками поверки на ГА, или проверяют сведения о результатах действующих поверок в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

11.2.2 Канал передачи и отображения данных проверяют только на целостность и работоспособность.

11.2.3 Результат проверки диапазона измерений и определения основной погрешности измерений ИК считают положительным, если значения погрешности ГА в пределах допускаемой погрешности, указанных в Приложении А, Таблица А.2.

11.2.4 После проведения поэлементной поверки ГА монтируют в ИК. Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений.

## **11.3 Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности ИК комплектно**

11.3.1 При комплектной поверке ИК на вход ГА поочередно подается газовая смесь для каждого определяемого компонента в последовательности №№ 1 – 2 – 3 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении Б указаны 3 точки поверки) или №№ 1 – 2 – 3 – 4 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении Б указаны 4 точки поверки) и считывании показаний с дисплея ЦУ или монитора ПК.

11.3.2 Подачу газовой смеси осуществляют по схеме поверки, приведенной на рисунках В.1, В.2. Приложения В. Значения содержания измеряемых компонентов в газовой смеси приведены в Приложении Б.



11.3.3 Значение основной абсолютной погрешности газоанализатора,  $\Delta_i$ , в каждой точке поверки, в которых нормированы пределы допускаемой основной абсолютной погрешности рассчитывают по формуле

$$\Delta_i = C_{ij} - C_{jd}, \quad (5)$$

где  $C_{ij}$  –  $i$ -ое измеренное значение объёмной доли (довзрывоопасной концентрации или массовой концентрации) определяемого компонента в  $j$ -ой точке диапазона, %, млн<sup>-1</sup> (% НКПР или мг/м<sup>3</sup>);

$C_{jd}$  – действительное значение объёмной доли (довзрывоопасной концентрации или массовой концентрации) определяемого компонента в ГС, соответствующее  $j$ -ой точке диапазона, %, млн<sup>-1</sup> (% НКПР или мг/м<sup>3</sup>).

11.3.4 Значение основной относительной погрешности,  $\delta_i$ , %, для диапазонов измерений, в которых нормированы пределы допускаемой основной относительной погрешности, рассчитывают по формуле

$$\delta_i = \frac{C_{ij} - C_{jd}}{C_{jd}} \cdot 100 \%. \quad (6)$$

11.3.5 Проверка диапазона измерений проводится одновременно с проверкой основной погрешности измерений.

11.3.6 Результат проверки диапазона измерений и определение основной погрешности измерений ИК считают положительным, если рассчитанные значения погрешностей ИК не превышают пределов допускаемой погрешности, указанных в Приложении А.

## 12 Оформление результатов поверки

12.1 При проведении поверки оформляется протокол поверки произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки СИГ признают пригодной к применению.

12.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Свидетельство о поверке и протокол поверки на ГА из состава ИК СИГ подшиваются к свидетельству о поверке ИК или СИГ в целом.

12.4 В случае отрицательных результатов поверки СИГ признают непригодной к применению.

12.5 По заявлению владельца СИ или лица, представившего СИГ на поверку, при положительных результатах поверки оформляется свидетельство о поверке и протокол поверки с указанием объема проведенной поверки и состава СИГ, при отрицательных – извещение о непригодности.

12.6 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с установленным порядком.

Ведущий инженер

УНИИМ-филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева

 М.Н.Лифинцева



**Приложение А**  
(обязательное)  
«Основные метрологические характеристики СИГ»

Таблица А.1– Метрологические характеристики СИГ аналоговых ИК от 4 до 20 мА

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 %		±(0,5+1,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±11,5 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±11,5 %	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,6 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,58 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±11,5 %	
	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,2 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 10 до 50 млн <sup>-1</sup>	-	±11,5 %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,58 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	±11,5 %	
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 9 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,0 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 9 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±11,5 %	
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4,4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Оптические датчики					

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %	
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,12 %	-	5
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,12 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	6,5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,12 %	-	5
		св. 2,0 до 5 %	-	6,5 %	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) <sup>4)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	20 <sup>5)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±11,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> ) <sup>4)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	20 <sup>5)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±11,5 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %)		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35



Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (%, % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (%, % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %		
Сумма углеводородов <sup>6)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР	-	35	
Фотоионизационные датчики					
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,22 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ]	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,22 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10,75 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2,15 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±21,5 %	
Моноэтаноламин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)	от 0 до 2 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,054 млн <sup>-1</sup>		25
		св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>		±21,5 %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,054 млн <sup>-1</sup>		
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>		±21,5 %	
Термокаталитические датчики					
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2,2 %)	±(3,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР (±(0,13+0,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	10	
Сумма углеводородов и водорода по метану	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2,2 %)	±(5,0+0,015×C <sup>3)</sup> ) % НКПР (±(0,22+0,015×C <sup>3)</sup> ) %	-	10	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР <sup>1)</sup> )	относительной, %	
CxHy				
Сумма углеводородов и водорода по пропану CxHy	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 0,85 %)	$\pm(3,0+0,015 \times C^{3)})$ % НКПР ( $\pm(0,05+0,015 \times C^{3)})$ %	-	10
Сумма углеводородов и водорода по пропану CxHy	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 0,85 %)	$\pm(5,0+0,015 \times C^{3)})$ % НКПР ( $\pm(0,09+0,015 \times C^{3)})$ %	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2 %)	$\pm(3,0+0,015 \times C^{3)})$ % НКПР ( $\pm(0,12+0,015 \times C^{3)})$ %	-	10
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>7)</sup> (от 0 до 2 %)	$\pm(5,0+0,015 \times C^{3)})$ % НКПР ( $\pm(0,2+0,015 \times C^{3)})$ %	-	10
<sup>1)</sup> Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии ГОСТ 31610.20-1-2020. <sup>2)</sup> В нормальных условиях измерений. <sup>3)</sup> Метрологические характеристики СИГ приведены для цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART) при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15) или СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. №. 65884-16). <sup>4)</sup> Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> для цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART) при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов ИГМ-14 (рег. № 89683-23), СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15), СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. №. № 65884-16). <sup>5)</sup> Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида. Поверочным компонентом для всех диапазонов измерений является пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ). <sup>6)</sup> Газоанализаторы в диапазоне от 50 до 100 % НКПР могут применяться в качестве индикаторов. Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> . Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн <sup>-1</sup> , в единицы массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> , и наоборот, проводят по формуле: $C=Y \times M/Vm$ (или $Y=C \times Vm/M$ ), где C - массовая концентрация компонента, мг/м <sup>3</sup> ; Y – объемная доля компонента, млн <sup>-1</sup> ; M - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя -воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм <sup>3</sup> /моль.				



Таблица А.2- Метрологические характеристики СИГ цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел до-пускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 %		±0,5 %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,0 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 10 до 50 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 5 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 5 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 9 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,9 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 9 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±10 %	
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	200
		св. 20 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Оптические датчики					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	5
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	±5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
		св. 2,0 до 5 %	-	±5 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел до-пускаемого времени установления показаний Т <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> ) <sup>3)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-	20 <sup>4)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %	
Метан (СН <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (СН <sub>4</sub> ) <sup>3)</sup>	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-	20 <sup>4)</sup>
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %	
Н-Гексан (С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метанол (СН <sub>3</sub> ОН)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %)		±5 % НКПР	-	15
Бензол (С <sub>6</sub> Н <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводородов <sup>5)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Фотоионизационные датчики					
Бензол (С <sub>6</sub> Н <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-С <sub>4</sub> Н <sub>8</sub> ]	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	



Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)		Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел до-пускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
			абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %		
		от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ. св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	±10 млн <sup>-1</sup> - ±20 %		- ±20 %
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ. св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	±2 млн <sup>-1</sup> -	- ±20 %	25	
		от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ. св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	±2 млн <sup>-1</sup> -	- ±20 %	25
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ. св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>	±0,05 млн <sup>-1</sup> -	- ±20%	25	
		от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ. св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>	±0,05 млн <sup>-1</sup> -		- ±20%
Термокаталитические датчики						
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2,2 %)		±3 % НКПР (±0,13 %)	-		10
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2,2 %)		±5 % НКПР (±0,22 %)	-	10	
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 0,85 %)		±3 % НКПР (±0,05 %)	-	10	
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 0,85 %)		±5 % НКПР (±0,09 %)	-	10	
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2 %)		±3 % НКПР (±0,12 %)	-	10	
Водород (H <sub>2</sub> )	от 0 до 50 % НКПР <sup>6)</sup> (от 0 до 2 %)		±5 % НКПР (±0,2 %)	-	10	
<sup>1)</sup> Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. <sup>2)</sup> В нормальных условиях измерений. <sup>3)</sup> С – значение объемной доли подаваемого компонента, % (% НКПР). <sup>4)</sup> Метрологические характеристики СИГ приведены для аналоговых ИК от 4 до 20 мА при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15) или СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16). <sup>5)</sup> Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> для аналоговых ИК от 4 до 20 мА при применении в качестве первичных преобразователей - газоанализаторов ИГМ-14 (рег. № 89683-23), СГОЭС мод. СГОЭС-2, СГОЭС-М-2, СГОЭС-М11-2 (рег. № 59942-15), СГОЭС мод. СГОЭС, СГОЭС-М, СГОЭС-М11 (рег. № 65884-16) составляет 20 с. <sup>6)</sup> Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида. Поверочным						

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	Пределы допускаемой основной <sup>2)</sup> погрешности		Предел до-пускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
		абсолютной, млн <sup>-1</sup> (% , % НКПР)	относительной, %	
компонентом для всех диапазонов измерений является пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ).				
<sup>7)</sup> Газоанализаторы в диапазоне от 50 до 100 % НКПР могут применяться в качестве индикаторов.				
Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> . Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн <sup>-1</sup> , в единицы массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> , и наоборот, проводят по формуле: C=Y×M/Vm (или Y= C×Vm/M), где C - массовая концентрация компонента, мг/м <sup>3</sup> ; Y – объемная доля компонента, млн <sup>-1</sup> ; M - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя -воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм <sup>3</sup> /моль.				



**Приложение Б**  
**(рекомендуемое)**

«Номинальные значения содержания поверочного компонента при проведении  
комплектной поверки ИК СИГ с газоанализаторами»

Таблица Б.1 - Номинальные значения содержания поверочного компонента при проведении  
комплектной поверки ИК СИГ с газоанализаторами

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ПГС)				Погрешность аттестации	Номер ПГС по реестру ГСО или источник ПГС
	ПГС №1	ПГС №2	ПГС №3	ПГС №4		
Электрохимические датчики						
Кислород (O <sub>2</sub> ) от 0 до 30 %	Азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2-й по ГОСТ 9293-74
	-	15,0 %	-	-	±1,2 % отн.	ГСО 10506-2014
	-	-	28,5 %	-	±0,8 % отн.	(O <sub>2</sub> -азот)
Оксид углерода (CO) от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	4·10 <sup>-3</sup> %			±2,5% отн.	ГСО 10531-2014 (CO- воздух)
	-	-	0,025 %	0,045%	±2,5% отн.	ГСО 10509-2014 (CO- воздух)
Оксид углерода (CO) от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	4·10 <sup>-3</sup> %			±2,5 % отн.	ГСО 10531-2014 (CO- воздух)
	-	-	0,1 %	-	±2,5 % отн.	ГСО 10509-2014
	-	-	-	0,19 %	±2,0 % отн.	(CO- воздух)
Сероводород (H <sub>2</sub> S) от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	7,1·10 <sup>-4</sup> %	-	-	±10 % отн.	ГСО 10509-2014 (H <sub>2</sub> S- воздух)
	-	-	0,0045 %	0,0095 %	±6 % отн.	
	-	-	0,025 %	0,0475 %	±2,5 % отн.	
Сероводород (H <sub>2</sub> S) от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	4,75·10 <sup>-4</sup> %	1·10 <sup>-3</sup> %	-	±4 % отн.	ГСО 10537-2014
	-	-	-	1,9·10 <sup>-3</sup> %	±2,5 % отн.	(H <sub>2</sub> S- воздух)
Сероводород (H <sub>2</sub> S) от 0 до 50 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	0,95·10 <sup>-3</sup> %	-	-	±4 % отн.	ГСО 10537-2014
	-	-	2,5·10 <sup>-3</sup> %	4,75·10 <sup>-3</sup> %	±2,5 % отн.	(H <sub>2</sub> S- воздух)
Сероводород (H <sub>2</sub> S) от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	4,75·10 <sup>-4</sup> %	7,5·10 <sup>-4</sup> %	9,5·10 <sup>-4</sup> %	±4 % отн.	ГСО 10537-2014 (H <sub>2</sub> S- воздух)
Аммиак (NH <sub>3</sub> ) от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-85
	-	0,00095 %	-	-	±10 % отн.	ГСО 10509-2014
	-	-	0,015 %	0,0285 %	±2,5 % отн.	(NH <sub>3</sub> - воздух)
Метанол (CH <sub>3</sub> OH) от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	0,0019 %	-	-	±6 % отн.	ГСО 10509-2014
	-	-	0.01 %	0.019 %	±2,5 % отн.	(CH <sub>3</sub> OH - воздух)



Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ПГС)				Погрешность аттестации	Номер ПГС по реестру ГСО или источник ПГС
	ПГС №1	ПГС №2	ПГС №3	ПГС №4		
Метанол (CH <sub>3</sub> OH) от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	0,0009 %	-	-	±5 % отн.	ГСО 10871-2017 (CH <sub>3</sub> OH - воздух)
	-	-	0,001 %	0,0019 %	±2,5 % отн.	
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O) от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	0,0018 %	0,01 %	0,19 %	±5 % отн.	ГСО 10535-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O - воздух)
	-	-	-	-	-	
Оптические сенсоры						
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> ) от 0 до 1,5 %	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	0,75%	-	-	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> - Азот)
	-	-	1,43%	-	±1,5 % отн.	
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> ) от 0 до 2,5%	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	1,25%	2,37%	-	±1,5 % отн.	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> - Азот)
	-	-	-	-	-	
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> ) от 0 до 5%	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	2,5%	4,75%	-	±1,5 % отн.	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> - Азот)
	-	-	-	-	-	
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	0,85 % (50 % НКПР)	-	-	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - азот)
	-	-	1,62 % (95 % НКПР)	-	±1,5 % отн.	
Метан (CH <sub>4</sub> ) от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	2,20 % (50 % НКПР)	4,18 % (95 % НКПР)	-	±1,5 % отн.	ГСО 10506-2014 (CH <sub>4</sub> - Азот)
	-	-	-	-	-	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	0,5 % (50 % НКПР)	0,9 % (90 % НКПР)	-	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (н-гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) - Азот)
	-	-	-	-	-	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4%)	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	0,7 %	-	-	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) - Азот)
	-	-	1,26 %	-	±1,5 % отн.	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH) от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %) <sup>3)</sup>	азот	-	-	-	-	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	-	1,5%	2,85%	-	±1,5 % отн.	ГСО 10509-2014 (CH <sub>3</sub> OH - Азот)
	-	-	-	-	-	



Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ПГС)				Погрешность аттестации	Номер ПГС по реестру ГСО или источник ПГС
	ПГС №1	ПГС №2	ПГС №3	ПГС №4		
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> ) от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,6 %	—	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> - Азот)
	—	—	1,08 %	—	±1,5 % отн.	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99 от 0 до 50 % НКПР	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,425% (экв. 25% НКПР)	0,765 % (экв. 45% НКПР)	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - Азот)
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 от 0 до 50 % НКПР	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,590% (экв. 25% НКПР)	—	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - Азот)
	—	—	1,063% (экв. 45% НКПР)	—	±1,5 % отн.	
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 от 0 до 50 % НКПР	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,531% (экв. 25% НКПР)	0,956% (экв. 45% НКПР)	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - Азот)
Пары нефтепродуктов от 0 до 50 % НКПР	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,425% (экв. 25% НКПР)	0,765% (экв. 45% НКПР)	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - Азот)
Сумма углеводородов от 0 до 50 % НКПР	азот	—	—	—	—	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
	—	0,425% (экв. 25% НКПР)	0,765% (экв. 45% НКПР)	—	±2 % отн.	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - Азот)
Фотоионизационные сенсоры						
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> ) от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	воздух	—	—	—	—	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	—	1,0 млн <sup>-1</sup>	10 млн <sup>-1</sup>	—	±10%	ГСО 10540-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> - воздух)
	—	—	—	18 млн <sup>-1</sup>	±8%	ГСО 10540-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> - воздух)
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ] от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	воздух	—	—	—	—	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	—	1,0 млн <sup>-1</sup>	—	—	± 10%	ГСО 10539-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> - воздух)
	—	—	20 млн <sup>-1</sup>	38 млн <sup>-1</sup>	±7,5 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ] от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	воздух	—	—	—	—	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	—	10 млн <sup>-1</sup>	50 млн <sup>-1</sup>	—	± 7,5%	ГСО 10539-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> - воздух)
	—	—	—	190 млн <sup>-1</sup>	± 7%	ГСО 10540-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> - воздух)

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ПГС)				Погрешность аттестации	Номер ПГС по реестру ГСО или источник ПГС
	ПГС №1	ПГС №2	ПГС №3	ПГС №4		
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ] от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	50 млн <sup>-1</sup>	-	-	± 7,5%	ГСО 10539-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
	-	-	500 млн <sup>-1</sup>	900 млн <sup>-1</sup>	± 7%	ГСО 10540-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> - воздух)
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> ) от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	10 млн <sup>-1</sup>	-	-	± 10%	ГСО 10540-2014 (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> - воздух)
	-	-	500 млн <sup>-1</sup>	950 млн <sup>-1</sup>	± 5%	ГСО 10541-2014 (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> - воздух)
Моноэтанолмин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO) от 0 до 2 млн <sup>-1</sup>	воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	0,2 млн <sup>-1</sup>	-	-	± 10%	ГСО 10534-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO/N <sub>2</sub> )
	-	-	1 млн <sup>-1</sup>	-	± 10%	ГСО 10535-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO/N <sub>2</sub> )
	-	-	-	1,9 млн <sup>-1</sup>	± 8%	
Моноэтанолмин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO) от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	воздух	-	-	-	-	Марка А по ТУ 6-21-5-85
	-	0,2 млн <sup>-1</sup>	-	-	± 10%	ГСО 10534-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO/N <sub>2</sub> )
	-	-	5 млн <sup>-1</sup>	9,5 млн <sup>-1</sup>	± 8%	ГСО 10535-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO/N <sub>2</sub> )
Термокаталитические сенсоры						
Водород (H <sub>2</sub> ), от 0 до 2 % (0-50 % НКПР)	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	1,0 %	1,8 %	-	±1,5 % отн.	ГСО 10509-2014 (H <sub>2</sub> - воздух)
Сумма углеводородов и водорода по метану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> , от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,2 %)	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	1,1 %	1,98 %	-	±1,5 % отн.	ГСО 10509-2014 (CH <sub>4</sub> - воздух)
Сумма углеводородов и водорода по пропану C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> , от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,85 %)	ПНГ - воздух	-	-	-	-	Марка Б по ТУ 6-21-5-82
	-	0,425 %	0,765 %	-	±2 % отн.	ГСО 10509-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - воздух)



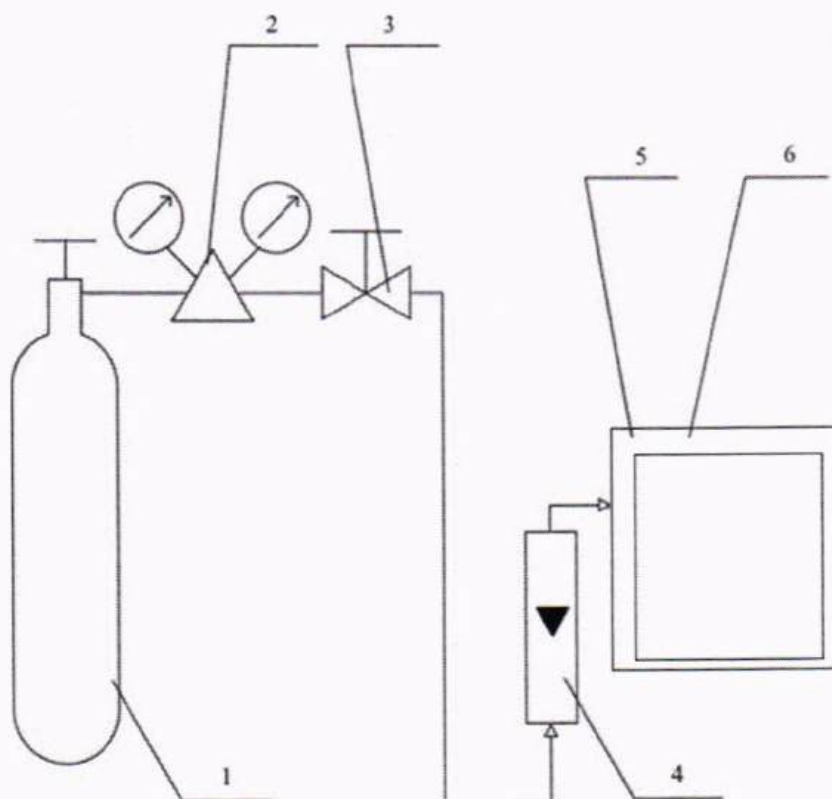
Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ПГС)	Погрешность аттестации	Номер ПГС по реестру ГСО или источник ПГС
<p>Примечания:</p> <p>1) Отклонения от номинального значения объемной доли определяемого компонента в ГС в соответствии с описанием типа ГСО.</p> <p>2) Допускается замена ПГС №1 ПНГ – воздух и газа-разбавителя воздух на азот (О.ч., сорт 1-й по ГОСТ 9293-74 для электрохимических датчиков); и О.ч., сорт 2-й по ГОСТ 9293-74 для газоанализаторов для оптических датчиков).</p> <p>3) Для диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) допускается замена азота на синтетический воздух (O<sub>2</sub> 21 %+ N<sub>2</sub> ост.) ГСО 10506-2014.</p>			

## Приложение В

(обязательное)

«Схемы подключения для подачи газовой смеси»

Приложение В.1 - Схема подключения для подачи газовой смеси на СИГ

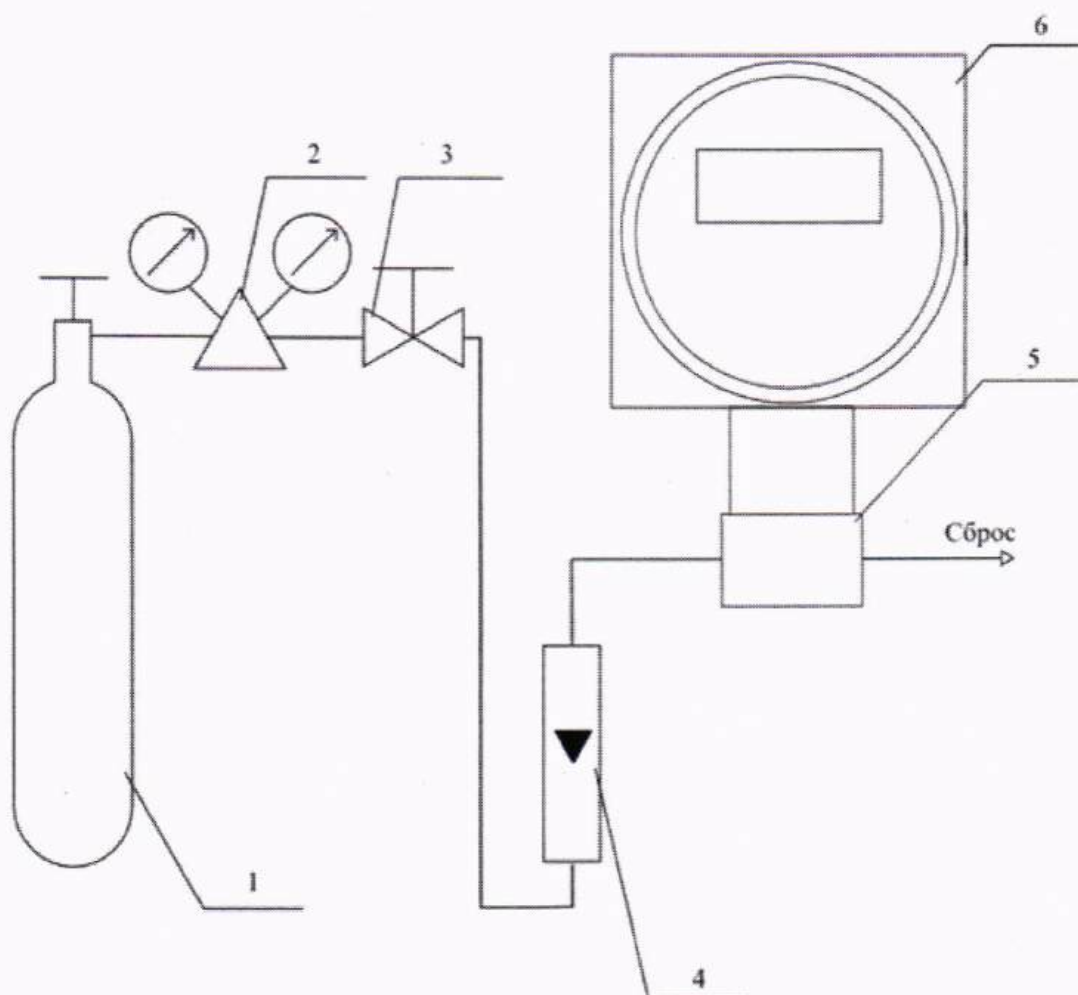


- 1 - баллон с ГС;
- 2 - редуктор баллонный;
- 3 - вентиль точной регулировки;
- 4 - индикатор расхода (ротаметр);
- 5 - адаптер поверочной газовой смеси;
- 6 – система.

Рисунок В.1 – Рекомендуемая схема подачи ГС



## Приложение В.2 - Схема подачи ГС на ГА



1 - источник ГС (баллон, ГГС или др.); 2 - редуктор баллонный (используется при подаче смеси от баллона с ГС); 3 - вентиль точной регулировки (используется при подаче смеси от баллона с ГС); 4 - индикатор расхода (ротаметр); 5 - адаптер поверочной газовой смеси; 6 – ГА.

Рисунок В.2 - Рекомендуемая схема подачи ГС из баллонов под давлением на вход ГА