

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель ЛОЕИ  
ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»



М.п. « *01.10* » 2019 г.

Системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1»  
Методика поверки.

МП-127/10-2019

Москва, 2019 г.

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерительные газоаналитические «ЭМИ-М1» (далее – СИГ), выпускаемые Обществом с ограниченной ответственностью «ЭМИ-Прибор» (ООО «ЭМИ-Прибор»). Данная методика распространяется как на СИГ в целом, так и на отдельные измерительные каналы (далее – ИК), включающие в себя первичные измерительные преобразователи (ПИП) – стационарные газоанализаторы (ГА) и центральное устройство (ЦУ), устанавливает методы первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками 1 год.

## 1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.

1.1. При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1.

Наименование операции	Пункт методики поверки	Обязательность проведения операции	
		Первичная	Периодическая
1. Внешний осмотр	6.1	Да	Да
2. Опробование	6.2	Да	Да
3. Подтверждение соответствия ПО	6.3	Да	Да
4. Определение метрологических характеристик	6.4		
4.1. Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК	6.4.1, 6.4.2, 6.4.3	Да	Да

1.2. Поверка ИК осуществляется одним из следующих способов:

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

Таблица 2.

Наименование средства измерений, регистрационный номер	Методика поверки
Газоанализаторы стационарные ИГМ-10ИК и ИГМ-10Э (рег. № 71045-18)	МП 271-221-2017
Газоанализаторы стационарные ИГМ-11 (рег. № 70204-18)	МП 112-221-2017
Газоанализаторы стационарные ИГМ-12 и ИГМ-13 (рег. № 66815-17)	МП 156-221-2016
Газоанализаторы стационарные ИГМ-12М (рег. №75198-19)	МП-086/03-2019
Газоанализаторы стационарные ИГМ-13М (рег. № 72341-18)	МП-045/06-2018
Газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС– 210, ДГС ЭРИС – 230 (рег. № 61055-15)	МП 116-221-2014
Газоанализаторы стационарные Газконтроль (рег. № 67991-17)	МП 144-221-2016
Газоанализаторы Оптик ИК, Оптимус ИК (рег. № 62288-15)	МП 242-1933-2015

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.

Допускается замена ГА во время эксплуатации. При этом проводится первичная поверка ИК, в составе которого произошла замена ГА.

1.3. При получении отрицательных результатов поверки при выполнении любой из операций, указанных в таблице 1, поверку прекращают до выяснения и устранения причин несоответствий. После устранения причин несоответствий поверку повторяют. В случае, если СИ не прошло поверку после устранения причин несоответствий, СИ бракуют и оформляют на него извещение о непригодности.

1.4. Предусмотрена возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и на меньшем числе диапазонов измерений.

1.5. 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.

## 2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.

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

Таблица 3.

Номер пункта методики поверки	Наименование эталонного средства измерений или вспомогательного средства поверки, номер документа, регламентирующего технические требования к средству, метрологические и технические характеристики
4, 5, 6	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 М 6Д, (рег. № 15500-12), диапазон измерений температуры воздуха от -20 до +60°C, диапазон измерений относительной влажности воздуха от 0 до 99 %, диапазон измерений давления от 840 до 1060 гПа. Секундомеры механические СОПпр, СОСпр (рег. № 11519-96) Кл. т. 2
6.4.2. 6.4.3. 6.4.4	Ротаметр РМА-0,063Г УЗ, ГОСТ 13045-81, верхняя граница диапазона измерений объемного расхода 0,063 м <sup>3</sup> /ч, кл. точности 4 Вентиль точной регулировки с манометром ВТР-1-М160, диапазон рабочего давления (0-150) кгс/см <sup>2</sup> , диаметр условного прохода 3 мм Редуктор баллонный кислородный одноступенчатый БКО-50-4 Трубка медицинская ПВХ по ТУ 6-01-2-120-73, 6x1,5 мм Азот особой чистоты сорт 2 по ГОСТ 9293-74 в баллоне под давлением Воздух Марка А по ТУ 6-21-5-85 Стандартные образцы состава газовые смеси в баллонах под давлением (Приложение В) Генераторы газовых смесей ГГС мод. ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03 (рег. № 62151-15)
6.4.6	Калибраторы многофункциональные Fluke 5522А (рег. № 70345-18)
Примечание: 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, входящих в состав СИГ.	

- 3) Допускается использование стандартных образцов состава газовых смесей, не указанных в Приложении В, при выполнении следующих условий:
- номинальное значение и пределы допускаемого отклонения содержания поверочного компонента должны соответствовать указанному для соответствующего ГСО из Приложения А,
  - отношение погрешности, с которой устанавливается содержание компонента в поверочной смеси к пределу допускаемой основной погрешности поверяемого ИК, должно быть не более 1/3
- 4) Все средства поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке или аттестации, ГСО – действующие паспорта

### 3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 Содержание вредных компонентов в воздухе рабочей зоны должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88.

3.2 Должны выполняться требования техники безопасности для защиты персонала от поражения электрическим током согласно классу I ГОСТ 12.2.007.0-75.

3.3 Требования техники безопасности при эксплуатации ГСО-ПГС в баллонах под давлением должны соответствовать Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25.03.2014 г. № 116.

3.4 Помещение должно быть оборудовано вытяжной вентиляцией.

3.5 К поверке допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на систему, эксплуатационную документацию и методики поверки на поверяемые средства измерений, настоящую методику поверки и прошедшие необходимый инструктаж.

3.6 В процессе поверки не допускается сбрасывать отработанные газовые смеси в атмосферу рабочих помещений, должна быть исключена возможность образования взрывоопасных смесей в воздухе рабочей зоны.

### 4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1. При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в таблице 4\*.

Таблица 4.

Наименование параметра	Значение
Температура окружающей среды, °С	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

Механические и электромагнитные воздействия, за исключением естественных условий, должны быть исключены

4.2. Допускается проведение поверки в условиях эксплуатации при соблюдении условий таблицы 4.

### 5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1. Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

5.1.1. Подготавливают систему к работе в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

- 5.1.2. Подготавливают средства поверки, указанные в таблице 3, в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.
- 5.1.3. Проверяют наличие паспортов и сроки годности стандартных образцов, а также свидетельства о поверке или аттестации средств измерений и эталонов.
- 5.1.4. Баллоны с газовыми смесями выдерживают в помещении для поверки не менее 24 ч
- 5.1.5. Проверяют соблюдение требований безопасности.
- 5.1.6. Проверяют наличие и срок действия свидетельств о поверке ГА, входящих в состав СИГ (только при поэлементной поверке).

## 6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 6.1. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

6.1.1. При проведении внешнего осмотра устанавливают:

- соответствие маркировки и комплектности СИГ, а также ее составных частей требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие дефектов и механических повреждений, влияющих на работоспособность СИГ, наличие необходимых поверительных пломб и клейм;
- исправность всех органов управления, настройки и передачи информации;
- проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения газоанализаторов к ЦУ;
- проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре систем.

6.1.2. Результат внешнего осмотра считается положительным, если выполняются все требования п.6.1.1

### 6.2. ОПРОБОВАНИЕ

6.2.1. При опробовании проводят проверку общего функционирования СИГ:

- включается система, на все элементы СИГ подается электрическое питание, запускается тестирование;
- после включения СИГ начинает, загружается программное обеспечение всех составных частей СИГ. ПО загружается в соответствии с используемым ЦУ;
- после тестирования система переходит в режим измерений, мониторе ПК (или системе верхнего уровня) и на дисплее (только для ЦУ «ЭМИ ССД-1М») отображается измерительная информация.

6.2.2. 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.

### 6.3. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

6.3.1. Для проверки идентификационных данных СИГ проводят следующие операции:

- проводят проверку идентификационных данных программного обеспечения, отображаемых на дисплее контроллера или мониторе ПК (или системе верхнего уровня), данным, указанным в таблицах 5-7.

Таблица 5– Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «ЭМИ ССД-1М»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IGM_SSD-1_v1.01.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	IGM SSD-1 v1.01 01.10.19 12:00:00 CRC:B9DF

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

Таблица 6– Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода МВ 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 МВ 110-Х.2А	МВ 110_v1_04.hex	VI.04	1713B057027 18976B24827 C182F3B55B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода МВ110-Х.8А	MV110-8A_2_07_factory.hex	2.07	2E34572AE2F B58AB953EE1 B60CA8B75B	MD5
Программное обеспечение Модули аналогового ввода МВ110-Х.2АС	МВ110-224.2АС_dsPI C33_1.05.hex	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 версии, обозначенной в таблице версии.

Таблица 7– Идентификационные данные ПО СИГ на основе ЦУ «Модули аналогового ввода МВ 210-101»:

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО МК ПО_factoryPacket_MB210-101_v0.15.4RU.hex
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 версии, обозначенной в таблице версии.

6.3.2. Результаты проверки идентификационных данных СИГ считаются положительными, если наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют указанным в таблицах 5-7.

## 6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

### 6.4.1. Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК СИГ поэлементно с аналоговым выходным сигналом.

6.4.1.1. При проведении поэлементной поверки входящие в состав ИК ГА демонтируют и проводят поверку в соответствии с методиками поверки на ГА, утвержденными при испытаниях в целях утверждения типа. (Перечень методик поверки приведен в таблице 2 настоящей методики поверки) или проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и протокола поверки.

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

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

6.4.1.2.2. 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 В указаны 3 точки поверки) или №№ 1 – 2 – 3 – 4 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении В указаны 4 точки поверки) Величина токового сигнала рассчитывается по формуле:

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

где  $K_i$  – номинальное значение  $i$ -й ГС из Приложение В;  
 $K_{\text{max}}$  – максимальный диапазон измерения для газового компонента по данному ИК;

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 единица измерения на дисплее ЦУ или мониторе ПК при эмуляции  $K_i$  концентрации при помощи калибратора многофункционального.

В случае, если нормирована относительная погрешность ИК

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

6.4.1.2.3. Рассчитать основную погрешность ИК по формулам:

$$\Delta_i = \sqrt{(\Delta_i^{\text{ГА}})^2 + (\Delta_i^{\text{ЦУ}})^2}, \delta_i = \sqrt{(\delta_i^{\text{ГА}})^2 + (\delta_i^{\text{ЦУ}})^2} \quad (4)$$

где  $\Delta_i^{\text{ГА}}$  – значение абсолютной погрешности ГА поверяемого ИК в  $i$ -й №ГС из протокола поверки ГА, полученное в ходе поверки ГА (% объемной доли, % НКПР,  $\text{млн}^{-1}$  или  $\text{мг}/\text{м}^3$ );  
 $\Delta_i^{\text{ЦУ}}$  – значение абсолютной погрешности поверяемого канала передачи ИК в  $i$ -й №ГС из приложения В, полученное в ходе поверки (% объемной доли, % НКПР,  $\text{млн}^{-1}$  или  $\text{мг}/\text{м}^3$ );  
 $\delta_i^{\text{ГА}}$  – значение относительной погрешности ГА поверяемого ИК в  $i$ -й № ГС из протокола поверки ГА, полученное в ходе поверки ГА, %;

$\delta_i^{\text{ЦУ}}$  – значение относительной погрешности поверяемого канала передачи ИК в  $i$ -й ГС из Приложение В, полученное в ходе поверки, %;

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

6.4.1.2.4. Результат поверки диапазона измерений и основной погрешности измерений ИК считают положительным, если рассчитанные значения погрешностей ИК не превышают пределов допускаемой погрешности, указанных в Приложении А, Таблица А.1.

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

#### **6.4.2. Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК поэлементно с цифровым выходным сигналом.**

6.4.2.1. При проведении поэлементной поверки входящие в состав ИК ГА демонтируют и проводят их поверку в соответствии с методиками поверки на ГА, утвержденными при испытаниях в целях утверждения типа. (Перечень методик поверки приведен в таблице 2 настоящей методики поверки) или проверяют наличие действующих свидетельств о поверке.

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

6.4.2.3. Результат поверки диапазона измерений и основной погрешности измерений ИК считают положительным, если значения погрешности ГА не превышают пределов допускаемой погрешности, указанных в Приложении А, Таблица А.2.

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

#### **6.4.3. Проверка диапазона измерений и основной погрешности ИК комплектно.**

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

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

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

$$\Delta_i = C_i - C_{i0} \quad (5)$$

где

$C_i$  - результат измерений содержания определяемого компонента на входе газоанализатора (% объемной доли, % НКПР, или мг/м<sup>3</sup>),

$C_{i0}$  - действительное значение содержания определяемого компонента в  $i$ -ой ГС.

6.4.3.4. Значение основной относительной погрешности ( $\delta$ , %) для диапазонов измерений, в которых нормированы пределы допускаемой основной относительной погрешности рассчитывают по формуле:

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

где  $C_{изм.}$  – показание измеряемой величины, (% объемной доли или  $\text{млн}^{-1}$  или  $\text{мг}/\text{м}^3$ ),

$C_i$  – действительное значение объемной доли (массовой концентрации) определяемого компонента в поверочной газовой смеси (% объемной доли, % НКПР,  $\text{млн}^{-1}$  или  $\text{мг}/\text{м}^3$ ),

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

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

## 7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1. При проведении поверки оформляется протокол результатов измерений произвольной формы.

7.2. СИ, удовлетворяющие требованиям методики поверки, признаются годными.

7.3. Положительные результаты поверки оформляются свидетельством о поверке по форме, установленной Приказом Минпромторга от 02.07.2015 г. № 1815.

7.4. При отрицательных результатах поверки применение систем запрещается и выдается извещение о непригодности.

7.5. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

Инженер по метрологии  
ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»

А.А. Чекмарев

Приложение А.

Основные метрологические характеристики СИГ

Таблица А.1 – Метрологические характеристики СИГ цифровых ИК (RS-485 (протокол MODBUS RTU), HART).

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
<b>Электрохимические датчики</b>					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 об. д., %		±0,5 об. д., %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 500 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 40 до 2000 млн <sup>-1</sup> включ.	-	±10 %	
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 7,5 млн <sup>-1</sup> включ.	±1,5 млн <sup>-1</sup>	-	30
		св. 7,5 до 100 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup> включ.	±4 млн <sup>-1</sup>	-	40
		св. 20 до 300 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
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 %	
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 %	
<b>Оптические датчики</b>					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 об. д., %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	5
	от 0 до 2,5 об. д., %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	5 %	
	от 0 до 5 об. д., %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	5
св. 2,0 до 5 %		-	5 %		
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	

Продолжение таблицы А.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 об. д. %) <sup>2)</sup>		±5 % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-	15
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51313-99	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
<b>Фотоионизационные датчики</b>					
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
2-Метилпропен (изобутилен) [i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ]	от 0 до 40 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	±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 %	
от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	±10 млн <sup>-1</sup>	-	25	
	св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±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.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	

Продолжение таблицы А.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	±2 млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	±20 %	
Моноэтаноламин (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)	от 0 до 2 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,05 млн <sup>-1</sup>		25
		св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>		±20%	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	±0,05 млн <sup>-1</sup>		
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>		±20%	

Примечания:

- 1) В нормальных условиях измерений.
- 2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.
- 3) 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>).
- 4) Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам вредных газов в единицах измерений массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн<sup>-1</sup>, в единицы массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>, выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм рт. ст.

Таблица А.2 – Метрологические характеристики аналоговых ИК (4-20 мА)

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с
			абсолютной	относительной	
Электрохимические датчики					
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 об. д., %		±(0,5+1,015+ +C) %	-	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 %	
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 %	

Продолжение таблицы А.2

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ , с
			абсолютной	относительной	
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 %	
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					
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 об. д., %	от 0 до 1,5 %	±0,12 %	-	5
	от 0 до 2,5 об. д., %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,12 %	-	5
		св. 2,0 до 2,5 %	-	6,5 %	
от 0 до 5 об. д., %	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 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св.60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 об. д., % <sup>2)</sup> )	от 0 до 60 % НКПР включ.	±3,9 % НКПР	-	5
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±6,5 %	
Н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 об. д., % <sup>2)</sup> )	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 об. д., % <sup>2)</sup> )	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 об. д., % <sup>2)</sup> )		±(5,0+0,015+C) % НКПР	-	15
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 об. д., % <sup>2)</sup> )	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>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015+C) % НКПР	-	35
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР		±(5,0+0,015+C) % НКПР	-	35

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной <sup>1)</sup> погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний T <sub>0,9</sub> , с	
		абсолютной	относительной		
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	$\pm(5,0+0,015+C)$ % НКПР	-	35	
Пары нефтепродуктов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	$\pm(5,0+0,015+C)$ % НКПР	-	35	
Сумма углеводородов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	$\pm(5,0+0,015+C)$ % НКПР	-	35	
<b>Фотоионизационные датчики</b>					
Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	от 0 до 20 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 1 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 0,22$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 20 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
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.	$\pm 0,22$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 1 до 40 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 2,15$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 200 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 50 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 10,75$ млн <sup>-1</sup>	-	25	
	св. 50 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %		
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.	$\pm 2,15$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
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.	$\pm 2,15$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 10 до 1000 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
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.	$\pm 0,054$ млн <sup>-1</sup>	-	25
		св. 0,25 до 2 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
	от 0 до 10 млн <sup>-1</sup>	от 0 до 0,25 млн <sup>-1</sup> включ.	$\pm 0,054$ млн <sup>-1</sup>	-	
		св. 0,25 до 10 млн <sup>-1</sup>	-	$\pm 21,5$ %	
<b>Примечания:</b>					
1) В нормальных условиях испытаний.					
2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011.					
3) 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> ).					
4) Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам вредных газов в единицах измерений массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> . Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн <sup>-1</sup> , в единицы массовой концентрации, мг/м <sup>3</sup> , выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм рт. ст.					

Приложение Б.1  
(обязательное)

Схема подключения для подачи газовой смеси на СИГ.

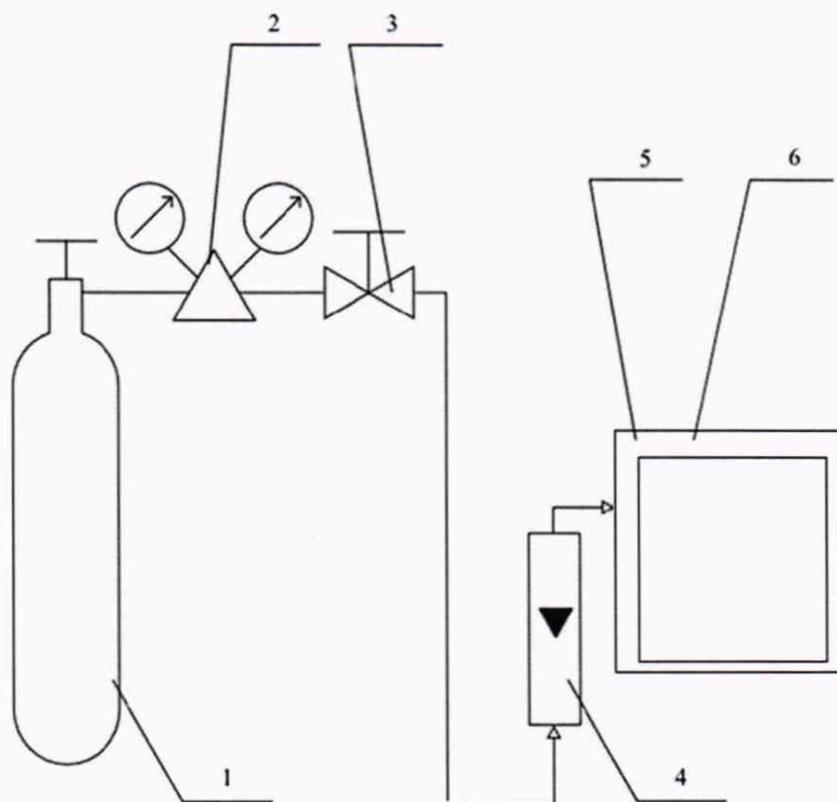


Рисунок Б.1 – Рекомендуемая схема подачи ГС

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

Приложение Б.2  
(обязательное)

Схема подачи ГС на ГА

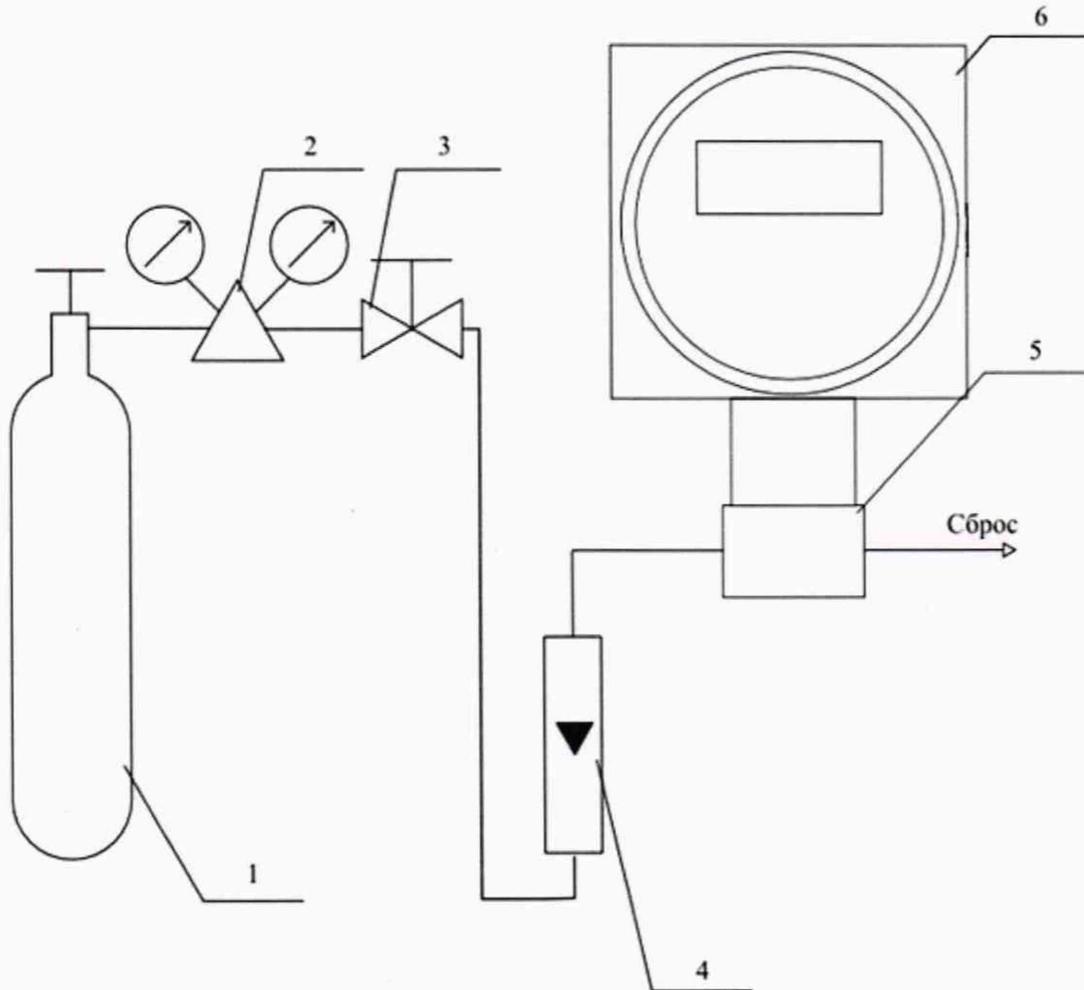


Рисунок Б.2 - Рекомендуемая схема подачи ГС из баллонов под давлением на вход ГА

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.

Приложение В

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

Определяемый компонент	Диапазон измерений	Номинальные значения содержания определяемого компонента, пределы допускаемого отклонения				Номер ГСО
		ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4	
<b>Электрохимические сенсоры</b>						
Кислород (O <sub>2</sub> )	от 0 до 30 об. д., %	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	15% ± 10% отн.	27,0% ± 10% отн.	–	ГСО 10506-2014 (O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	40 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	250 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	450 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	ГСО 10509-2014 (CO/воздух)
	от 0 до 2000 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	40 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	1000 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	1800 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	ГСО 10509-2014 (CO/воздух)
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	от 0 до 100 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	7,5 млн <sup>-1</sup> ± 20% отн.	50 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	90 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	ГСО 10509-2014 (H <sub>2</sub> S/воздух)
Аммиак (NH <sub>3</sub> )	от 0 до 300 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	20 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	150 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	270 млн <sup>-1</sup> ± 10% отн.	ГСО 10509-2014 (NH <sub>3</sub> /воздух)
Метанол (CH <sub>3</sub> OH)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	20 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	100 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	190 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	ГСО 10534-2014 (CH <sub>3</sub> OH/воздух)
Этанол (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O)	от 0 до 200 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	20 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	100 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	190 млн <sup>-1</sup> ± 5% отн.	ГСО 10534-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O/воздух)
<b>Оптические сенсоры</b>						
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	от 0 до 1,5 об. д., %	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,75% ± 5% отн.	1,43% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )
	от 0 до 2,5 об. д., %	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	1,25% ± 5% отн.	2,37% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )
	от 0 до 5 об. д., %	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
–		2,5% ± 5% отн.	4,75% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> )	

Продолжение таблицы В.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений	Номинальные значения содержания определяемого компонента, пределы допускаемого отклонения				Номер ГСО
		ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4	
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% ± 7% отн.	1,62% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
Метан (CH <sub>4</sub> )	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	2,2% ± 5% отн.	4,1% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (CH <sub>4</sub> / N <sub>2</sub> )
Н-Гексан (э)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,5 ± 7% отн.	0,9 ± 7% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> /N <sub>2</sub> )
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 ± 7% отн.	1,26 ± 7% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> /N <sub>2</sub> )
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% ± 5% отн.	2,85% ± 5% отн.	–	ГСО 10506-2014 (CH <sub>3</sub> OH /N <sub>2</sub> )
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 ± 7% отн.	1,08 ± 7% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> /N <sub>2</sub> )
Бензин автомо- бильный по ГОСТ Р 51313-99 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,425% (экв. 25% НКПР) ± 3% отн.	0,765 % (экв. 45% НКПР) ± 3% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,590%(экв. 25% НКПР) ± 3% отн.	1,063%(экв. 45% НКПР) ± 3% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,531% (экв. 25% НКПР) ± 3% отн.	0,956%(экв. 45% НКПР) ± 3% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
Пары нефте- продуктов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,425% ± 3% отн. (экв. 25% НКПР)	0,765% ± 3% отн. (экв. 45% НКПР)	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )

Продолжение таблицы В.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений	Номинальные значения содержания определяемого компонента, пределы допускаемого отклонения				Номер ГСО
		ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4	
Сумма углеводородов <sup>3)</sup>	от 0 до 50 % НКПР	азот	–	–	–	О.ч., сорт 2 по ГОСТ 9293-74
		–	0,425%(экв. 25% НКПР) ± 3% отн.	0,765%(экв. 45% НКПР) ± 3% отн.	–	ГСО 10506-2014 (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> /N <sub>2</sub> )
<b>Фотоионизационные сенсоры</b>						
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> ± 3%	4,5 млн <sup>-1</sup> ± 3%	9,8 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10540-2014 (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )
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 млн <sup>-1</sup> ± 3%	20 млн <sup>-1</sup> ± 3%	38 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10539-2014 (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> ± 3%	50 млн <sup>-1</sup> ± 3%	190 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10539-2014 (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> ± 3%	1000 млн <sup>-1</sup> ± 3%	900 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10539-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> )
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	от 0 до 1000 млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	100 млн <sup>-1</sup> ± 3%	500 млн <sup>-1</sup> ± 3%	950 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10540-2014 (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )
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
		–	100 млн <sup>-1</sup> ± 3%	500 млн <sup>-1</sup> ± 3%	950 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10540-2014 (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )

Продолжение таблицы В.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений	Номинальные значения содержания определяемого компонента, пределы допускаемого отклонения				Номер ГСО
		ГС №1	ГС №2	ГС № 3	ГС №4	
Моноэтаноламин (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
		–	0,1 млн <sup>-1</sup> ± 3%	1 млн <sup>-1</sup> ± 3%	1,9 млн <sup>-1</sup> ± 3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10534-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)
	от 0 до 10млн <sup>-1</sup>	воздух	–	–	–	Марка А по ТУ 6-21-5-85
		–	2 млн <sup>-1</sup> ±3%	5 млн <sup>-1</sup> ±3%	9,5 млн <sup>-1</sup> ±3%	ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р) с ГСО 10534-2014 (C <sub>2</sub> H <sub>7</sub> NO)

## Примечания:

- 1) Программное обеспечение имеет возможность отображения результатов измерений по ИК вредных газов в единицах измерений массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн<sup>-1</sup>, в единицы массовой концентрации, мг/м<sup>3</sup>, выполняется автоматически для условий 20 °С и 760 мм рт. ст.
  - 2) Изготовители и поставщики ГС – предприятия-производители стандартных образцов состава газовых смесей, прослеживаемых к государственному первичному эталону единиц молярной доли и массовой концентрации компонентов в газовых средах ГЭТ 154-2016.
  - 3) 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>).
  - 4) ГГС (исп. ГГС-К, ГГС-Р, ГГС-К) - рабочий эталон 1-го разряда - генератор газовых смесей ГГС ШДЕК.418313.900 ТУ, исполнений ГГС-К, ГГС-Р и ГГС-Т, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 62151-15, в комплекте со стандартными образцами газовых смесей в баллонах под давлением и источниками микропотоков. Газ-разбавитель для ГГС в соответствии с указанной в таблице ГС № 1.
  - 5) ПНГ – воздух - поверочный нулевой газ – воздух марки А по ТУ 6-21-5-82 в баллонах под давлением.
  - 6) Азот газообразный особой чистоты сорт 2 по ГОСТ 9293-74 в баллонах под давлением.
  - 7) Для модификаций приборов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблице А.1 для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее:
    - если указаны 3 точки проверки – ГС №1 не меняется, ГС № 2 применяется ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5 • Св, ГС № 3 применяется ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента 0,9 • Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента;
    - если указаны 4 точки проверки- ГС №1, ГС №2 не меняются, ГС № 3 применяется ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5 • Св, ГС № 4 применяется ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента 0,9 • Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента.
- При этом пределы допускаемого отклонения указываются в соответствии с описанием типа ГСО, приведенного в таблице.