Республиканское государственное предприятие
«Казахстанский институт стандартизации и метрологии»
Комитета технического регулирования и метрологии
Министерства торговли и интеграции Республики Казахстан

СОГЛАСОВАНО
Директор
ТОО «Нефтегазкомплект»

_____ С.А. Мирошниченко
«____» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель
Генерального директора
РГП «КазСтандарт»

_____ А.А. Әбілда
«____» _____ 2024 г.

Газоанализаторы стационарные IGC-1, IGC-1D

Методика поверки

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
в реестре ГСИ РК
№ KZ.05.01.03221-2024
«21» 11 2024 г.

РАЗРАБОТАНО
Ведущий специалист
КФ РГП «КазСтандарт»
_____ С.К. Какимжанов
«____» _____ 2024 г.

г. Караганда

Настоящая методика поверки распространяется на газоанализаторы стационарные IGC-1, IGC-1D (далее – газоанализаторы) и устанавливает методы и средства их первичной и периодической поверок.

Газоанализаторы предназначены для автоматического и непрерывного измерения содержания кислорода, горючих газов и концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны на опасных производственных объектах, путем усиления и обработки электрических сигналов от сенсоров на электронной схеме, формирования выходных сигналов, передаваемых по проводным линиям связи в центральное устройство, с целью формирования сигналов об аварийной ситуации и управления исполнительными устройствами при достижении концентрации заданных порогов сигнализации, предельно допускаемых значений.

Настоящая методика поверки разработана в соответствии с требованиями СТ РК 2.63-2018 «Методика поверки средств измерений. Порядок разработки, утверждения и применения».

Межповерочный интервал - 1 год.

1 Операции поверки

1.1 При проведении первичной и периодической поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Опробование	6.2	Да	Да
Проверка программного обеспечения	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик - Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности - Определение вариации выходного сигнала	6.4 6.4.1 6.4.2	Да	Да

1.2 При отрицательных результатах одной из операций дальнейшая поверка прекращается.

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют основные и вспомогательные средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Средства поверки

Номера пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
1	2
6.4	ПНГ-воздух по СТ РК 3266-2018
	ПНГ-азот по СТ РК 2348-2013
	ГСО ПГС в баллонах по СТ РК 2352-2019 (перечень ГСО ПГС с указанием характеристик приведен в Приложении А к настоящей методике)
	Генератор газовых смесей ГГС-03-03 - рабочий эталон 1 разряда

1	2
6.4	Секундомер механический СОСпр-2б-2-000, пределы измерения: (0-60) с., кл. т. 2;
	Ротаметр РМ-А-0,063Г УЗ, верхняя граница диапазона измерений 0,063 $м^3/ч$
	Барометр-анероид типа БАММ-1, диапазон измерений от 80 кПа до 106 кПа, погрешность: основная ± 0,2 кПа; дополнительная ± 0,5 кПа
	Гигрометр психрометрический ВИТ-2, цена деления 0,2 °С, диапазон измерений температур от 15 °С до 40 °С, погрешность ± 0,2 °С; диапазон измерений влажности от 20 % до 90 %
	Вентиль точной регулировки ВТР-1, диапазон расхода газа от 0 до 240 л/мин, диапазон рабочего давления от 0 до 150 $кгс/см^2$
	Персональный компьютер со свободным COM-портом, конвертором RS-485
	Мультиметр цифровой. Средство измерения, применяемое в качества эталона постоянного электрического тока 2 разряда в диапазоне значений от 0,001 до 0,025 А
	Источник питания постоянного тока напряжением от 0 до 36 В

Примечание:

1) допускается применение других средств измерений, не приведенных в таблице 2, обеспечивающих определение (контроль) метрологических характеристик детекторов с требуемой точностью;

2) допускается использование стандартных образцов состава газовых смесей, не указанных в таблице 2, при выполнении следующих условий:

- номинальное значение и пределы допускаемого отклонения содержания поверочного компонента должны соответствовать приложению А настоящей методики;
- отношение погрешности, с которой устанавливается содержание компонента в поверочной смеси к пределу допускаемой погрешности поверяемого газоанализатора, должно быть не более 1/2.

2.2 Все применяемые средства поверки должны иметь действующие сертификаты о калибровке, средства измерений, прошедшие поверку, должны быть внесены в Реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан в соответствии с СТ РК 2.21 и СТ РК 2.30. ГСО ПГС и ПНГ должны иметь действующие паспорта.

3 Требования безопасности

3.1 Содержание вредных компонентов в воздухе рабочей зоны должно соответствовать требованиям «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций», утвержденных Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

3.2 При эксплуатации баллонов со сжатыми газами должны соблюдаться требования техники безопасности согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденным Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358.

3.3 При проведении поверки все работы должны проводиться с соблюдением требований правил техники безопасности, указанных в инструкции по эксплуатации на газоанализаторы и эксплуатационной документации на средства поверки.

4 Условия проведения поверки

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С — от 15 до 25;
- относительная влажность окружающего воздуха, % — от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа — от 96,7 до 103,3

4.2 Допускается проведение периодической поверки в рабочих условиях эксплуатации (без

демонтажа), при условии соблюдения правил и условий эксплуатации средств поверки.

5 Подготовка к проведению поверки

5.1 Перед проведением поверки необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

1) подготовить газоанализатор к работе в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;

2) подготовить средства поверки, указанные в таблице 2, в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации;

3) проверить наличие паспортов и сроки годности стандартных образцов, а также сведения о поверке или аттестации средств измерений и эталонов;

4) баллоны с газовыми смесями выдержать в помещении, в котором проводят поверку, в течение не менее 24 ч;

5) проверить условия проведения поверки с помощью СИ, приведенных в таблице 2;

6) проверить соблюдение требований безопасности.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие газоанализатора следующим требованиям:

- соответствие внешнего вида газоанализатора сведениям, приведенным в описании типа;
- маркировка четкая и легко читаемая;
- отсутствие видимых механических повреждений и дефектов, препятствующих правильной эксплуатации газоанализаторов и ухудшающих их эксплуатационные характеристики;
- комплектность должна соответствовать технической документации на поверяемый газоанализатор.

6.2 Опробование

Для проведения опробования включают электрическое питание газоанализатора, при этом должны засветиться светодиоды и включиться дисплей (при наличии). После чего на дисплее (при наличии) должны установиться показания, и на выходе газоанализатора появится соответствующий унифицированный сигнал (4-20 мА).

Результаты опробования считают положительными, если по окончании времени прогрева отсутствует информация об ошибках, газоанализатор переходит в режим измерений (на дисплее (при наличии) отображается измерительная информация, на аналоговом выходе имеется унифицированный сигнал (4-20 мА)).

6.3 Проверка программного обеспечения

6.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО) газоанализатора проводится сравнением номера версии (идентификационного номера) ПО с номером версии, которое должно быть не ниже указанной в таблице 3.

Для проверки соответствия ПО проводят визуализацию идентификационных данных ПО газоанализатора: отображение номера версии ПО на дисплее (при наличии) при включении и в окне сервисного программного обеспечения «IGMTool» на персональном компьютере (при отсутствии дисплея);

Таблица 3 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IGC-1
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	5.65
Примечание - номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам ПО соответствующих версий.	

6.3.2 Результат проверки идентификационных данных газоанализатора считается положительными, если идентификационные данные ПО газоанализатора соответствуют требованиям п. 6.3.1.

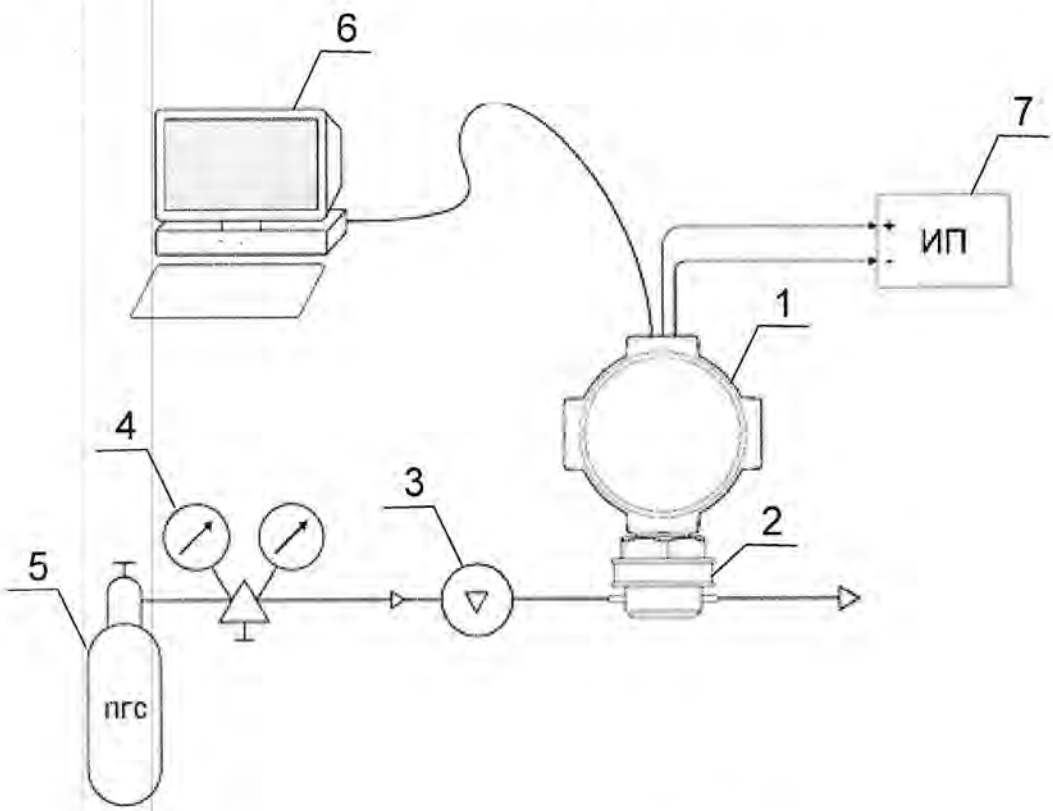
6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Проверка диапазона измерений и определение основной погрешности

Определение основной погрешности и проверка диапазона измерений проводится при подаче ГСО-1ПГС (далее – ПГС), состав и характеристики которых приведены в Приложении А.

Расход подаваемой ПГС должен быть (0,5 ± 0,1) л/мин.

Собрать схему поверки газоанализатора, представленную на рисунке 1.



1 – газоанализатор; 2 – насадка; 3 – ротаметр РМ-А-0,063;
4 – вентиль точной регулировки ВТР-1; 5 – баллон с поверочной газовой смесью; 6 – ПК;
7 – источник питания.

Рисунок 1 - Схема поверки газоанализатора

1) Подать на вход газоанализатора ПГС (Приложение А, соответственно поверяемому диапазону измерений и определяемому компоненту) в последовательности:

№№ 1 – 2 – 3 – 4 – 3 – 1 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении А указаны 4 точки поверки),

№№ 1 – 2 – 3 – 2 – 1 (для определяемых компонентов и диапазонов измерений, для которых в Приложении А указаны 3 точки поверки).

Время подачи каждой ПГС не менее утроенного $T_{0,9}$.

2) Зафиксировать установившиеся показания газоанализатора при подаче каждой ПГС.

3) Значения основной абсолютной погрешности, Δo, % (% НКПР, млн$^{-1}$), рассчитать в каждой поверяемой точке диапазона по формуле 1:

$$\Delta_{oj} = C_{ij} - C_{oj}, \quad (1)$$

где Cij – i-ое показание газоанализатора в j-точке диапазона, % (% НКПР, млн$^{-1}$);

$C_{0}j$ – значение объемной доли измеряемого компонента, соответствующее j -ой точке диапазона, указанное в паспорте на ГСО-ПГС, % (млн$^{-1}$).

4) Значения основной относительной погрешности δ_o, %, рассчитать по формуле 2:

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

5) Результаты поверки считать положительными, если рассчитанные значения основной погрешности не превышают пределов, указанных в Приложении Б настоящей методики.

6.4.2 Определение вариации выходного сигнала

1) Определение вариации выходного сигнала газоанализатора проводится одновременно с определением основной погрешности.

2) Значение вариации выходного сигнала определяют как разность между показаниями газоанализатора, полученными:

- в точке проверки 2 (ПГС № 2) - при поверке газоанализаторов, для которых в Приложении А указаны 3 точки поверки;
- в точке проверки 3 (ПГС № 3) - при поверке газоанализаторов, для которых в Приложении А указаны 4 точки поверки,

при подходе к точке проверки со стороны больших и меньших значений.

3) По результатам измерений значение вариации выходных сигналов (H_{Δ}) в долях от предела допускаемой основной абсолютной погрешности рассчитать по формуле 3:

$$H_{\Delta j} = \frac{|C_{бj} - C_{мj}|}{\Delta_{прj}}, \quad (3)$$

где $C_{бj}$, $C_{мj}$ – результаты измерений j-ого определяемого компонента при подходе к точке проверки со стороны соответственно больших и меньших значений, % (% НКПР);

$\Delta_{прj}$- предел допускаемой основной абсолютной погрешности j-ого определяемого компонента, % (% НКПР, млн$^{-1}$).

4) По результатам измерений значение вариации выходных сигналов (H_{δ}) в долях от предела допускаемой основной относительной погрешности рассчитать по формуле 4:

$$H_{\delta j} = \frac{|C_{бj} - C_{мj}|}{\delta_{прj}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $\delta_{прj}$- предел допускаемой основной относительной погрешности, %.

Газоанализатор считается прошедшим поверку, если рассчитанные значения в каждой точке поверки:

- основной погрешности не превышают пределов допускаемой основной погрешности, указанных в Приложении Б настоящей методики;

- вариации выходного сигнала газоанализатора в долях от предела допускаемой основной погрешности, указанного в приложении Б, не превышают 0,5.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформить протоколом в свободной форме.

7.2 При положительных результатах поверки газоанализатор признается годным и на него оформляется сертификат о поверке, согласно СТ РК 2.4-2019.

7.3 При отрицательных результатах поверки газоанализатор к дальнейшей эксплуатации не допускается и оформляется «Извещение о непригодности» согласно СТ РК 2.4-2019 с соответствующим обоснованием.

Приложение А
(обязательное)
Характеристики поверочных газовых смесей (ПГС), утвержденных в качестве государственных стандартных образцов (ГСО), используемых при поверке газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D

Таблица А.1 Характеристики ПГС, утвержденных в качестве ГСО, используемых при поверке газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D с оптическими сенсорами.

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ГС), %				Погрешность аттестации, не более % отн.	Компонентный состав ГСО
	ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4		
1	2	3	4	5	6	7
Диоксид углерода (CO_2) от 0 до 1,5%	Азот	-	-	-	-	по СТ РК 2348-2013
	-	0,75	-	-	±2,5	CO_2-азот
	-	-	1,25	-	±4,0	
Диоксид углерода (CO_2) от 0 до 2,5%	Азот	-	-	-	-	по СТ РК 2348-2013
	-	1,25	2,38	-	±1,5	CO_2-азот
Диоксид углерода (CO_2) от 0 до 5%	Азот	-	-	-	-	по СТ РК 2348-2013
	-	1,8	2,5	4,5	±1,5	CO_2-азот
Пропан (C_3H_8) от 0 до 1,7% (от 0 до 100% НКПР)	ПНГ - воздух	-	-			по СТ РК 3266-2018
	-	0,85 (50% НКПР)	-	-	±2,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
	-	-	1,62 (95% НКПР)	-	±1,5	
Метан (CH_4) от 0 до 4,4% (от 0 до 100% НКПР)	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	2,20 (50% НКПР)	4,2 (95% НКПР)	-	±1,5	CH_4 -азот или CH_4 - воздух
н-Гексан (C_6H_{14}) от 0 до 1,0% (от 0 до 100 % НКПР)	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,5 (50% НКПР)	0,95 (95% НКПР)	-	±2,0	C_6H_{14}-азот или C_6H_{14} - воздух
н-Бутан (C_4H_{10}), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 1,4%)	ПНГ- воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,7 (50% НКПР)	-	-	±2,0	C_4H_{10}-азот или C_4H_{10} - воздух
	-	-	1,33 (95% НКПР)	-	±1,5	

1	2	3	4	5	6	7
Пентан (C_5H_{12}), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 1,06%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		0,58 (50% НКПР)	-	-	±2,0	C_5H_{12}-азот или C_5H_{12}-воздух
	-	-	1,01 (95% НКПР)	-	±1,5	
Пропилен (C_3H_6), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2,0%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		1,0 (50% НКПР)	-		±2,0	C_3H_6 - азот или C_3H_6 - воздух
		-	1,9 (95% НКПР)	-	±1,5	
Метанол . (CH_3OH), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 3%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		1,5 (25% НКПР)	2,7 (45% НКПР)	-	±3,0	CH_3OH - азот или CH_3OH-воздух
Бензол (C_6H_6), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 1,2%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,6 (50% НКПР)	-	-	±2,0	C_6H_6 - азот или C_6H_6 - воздух
	-	-	1,14 (95% НКПР)	-	±1,5	
Ацетон ($(CH_3)_2CO$) , от 0 до 50% НКПР (от 0 до 1,25%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,63 (25% НКПР)	1,13 (45% НКПР)	-	±3,0	$(CH_3)_2CO$ - азот или $(CH_3)_2CO$ -воздух
Этилен (C_2H_4), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 2,3%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,15 (50% НКПР)	2,19 (95% НКПР)	-	±1,5	C_2H_4 - азот или C_2H_4 - воздух
Этанол (C_2H_5OH), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 1,55)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,76 (25% НКПР)	1,4 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_2H_5OH -азот или C_2H_5OH - воздух
н-Гептан (C_7H_{16}), от 0 до 100% НКПР (от 0 до 0,85%)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (50% НКПР)	0,81 (95% НКПР)	-	± 2,0	C_7H_{16}-азот или C_7H_{16}-воздух
Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013 от 0 до 50% НКПР	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 2,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух

1	2	3	4	5	6	7
Керосин по ГОСТ Р 52050-2006 от 0 до 50% НКПР (по пропану)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
Бензин авиационный по ГОСТ 1012-72 от 0 до 50% НКПР (по пропану)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
Бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002 от 0 до 50% НКПР (по пропану	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (50% НКПР)	0,81 (95% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
Пары нефтепродуктов (по пропану)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
Сумма углеводородов C_2-C_{10} (по пропану) от 0 до 50% НКПР	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух
Сумма углеводородов С1- С10 (по метану) от 0 до 50% НКПР	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	2,20 (50% НКПР)	4,2 (95% НКПР)	-	±3,0	CH_4 -азот или CH_4 - воздух
Нефть, от 0 до 50% НКПР (по пропану) 5)	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425 (25% НКПР)	0,765 (45% НКПР)	-	± 3,0	C_3H_8-азот или C_3H_8-воздух

Примечание:
Для диоксида углерода (CO_2) допускается замена азота на синтетический воздух (O_2 21% + N2 ост.).
Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м^3. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в единицы массовой концентрации, мг/м^3, и наоборот, проводят по формуле: C=Y·M/Vm (или Y= C·Vm/M), где С - массовая концентрация компонента, мг/м^3; Y – объемная доля компонента, млн$^{-1}$; М - 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^3/моль. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в значения НКПР горючих газов - в соответствии с ISO/IEC 80079-20-1:2017.
Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли в значения НКПР горючих газов - в соответствии с ISO/IEC 80079-20-1:2017.
ПНГ – воздух - поверочный нулевой газ – воздух по СТ РК 3266-2018 в баллонах под давлением.
Азот газообразный особой чистоты по СТ РК 2348-2013 в баллонах под давлением.

Для модификаций приборов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблице, для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее:
- для которых указаны 3 точки проверки - в качестве ГС № 2 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 3- 0,95·Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента, %;
- для которых указаны 4 точки проверки - в качестве ГС № 3 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 4- 0,95·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.

Таблица А.2 - Характеристики ПГС, утвержденных в качестве ГСО, используемых при поверке газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D с термокаталитическими сенсорами.

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ГС), %			Погрешность аттестации, не более % отн.	Компонентный состав ГСО
	ГС №1	ГС №2	ГС №3		
1	2	3	4	5	6
Метан (CH_4), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 2,2%)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,1	2,09	±3,0	CH_4 - воздух
Пропан (C_3H_8), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 0,85%)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425	0,765	±3,0	C_3H_8- воздух
Водород (H_2), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 2%)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,0	1,9	±3,0	H_2 - воздух
Гексан (C_6H_{14}), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 0,5%)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,25	0,47	±3,0	C_6H_{14} - воздух
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по метану)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,1	2,09	±3,0	CH_4 - воздух
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по пропану)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,425	0,765	±3,0	C_3H_8- воздух
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по гексану)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,25	0,47	±3,0	C_6H_{14} - воздух
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по водороду)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,0	1,9	±3,0	H_2 - воздух
Акрилонитрил (C_3H_3N), от 0 до 50% НКПР (от 0 до 1,4%)	ПНГ - воздух	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,7	1,25	±3,0	C_3H_3N - воздух

Примечание:
Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м^3. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в единицы массовой концентрации, мг/м^3, и

наоборот, проводят по формуле: C=Y·M/Vm (или Y= C·Vm/M), где С - массовая концентрация компонента, мг/м^3; Y – объемная доля компонента, млн$^{-1}$; М - 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^3/моль. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в значения НКПР горючих газов - в соответствии с ISO/IEC 80079-20-1:2017.
Изготовители и поставщики ГС – предприятия-производители стандартных образцов состава газовых смесей, прослеживаемых к Государственному эталону единицы молярной доли компонентов в газовых средах KZ.01.01.00052-2010.
ПНГ – воздух - поверочный нулевой газ – воздух по СТ РК 3266-2018 в баллонах под давлением.
Азот газообразный особой чистоты по СТ РК 2348-2013 в баллонах под давлением.
Для модификаций приборов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблице, для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее:
- для которых указаны 3 точки проверки - в качестве ГС № 2 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 3- 0,95·Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента, %;
- для которых указаны 4 точки проверки - в качестве ГС № 3 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 4- 0,95·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.

Таблица А.3 - Характеристики ПГС, утвержденных в качестве ГСО, используемых при поверке газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D с электрохимическими сенсорами.

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ГС), %				Погрешность аттестации, не более % отн.	Компонентный состав ГСО
	ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4		
1	2	3	4	5	6	7
Кислород (O_2) от 0 до 30%	Азот	-	-	-	-	по СТ РК 2348-2013
	-	15,0	-	-	±1,2	O_2-азот
	-	-	28,5%	-	±0,8	
Оксид углерода (CO) от 0 до 50 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0018	0,0025	0,0045	±3,0	CO- воздух
Оксид углерода (CO) от 0 до 500 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,004	0,025	0,045	±2,5	CO- воздух
Оксид углерода (CO) от 0 до 2000 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,004	0,1	0,19	±2,5	CO- воздух
Сероводород (H_2S) от 0 до 10 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,000475	0,00075	0,00095	±4,0	H_2S- воздух
Сероводород (H_2S) от 0 до 20 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,000475	0,001	-	±4,0	H_2S- воздух
	-	-	-	0,0019	±3,0	

1	2	3	4	5	6	7
Сероводород (H_2S) от 0 до 50 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,00095	-	-	±4,0	H_2S- воздух
	-	-	0,0025	0,00475	±2,5	
Сероводород (H_2S) от 0 до 100 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,00071	-	-	±10	H_2S- воздух
	-	-	0,0045	0,0095	±6,0	
Хлор (Cl_2), от 0 до 10 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух					по СТ РК 3266-2018
	-	0,00008			±5,0	Cl_2-воздух
	-		0,0005	0,0009	±4,0	
Хлор (Cl_2), от 0 до 50 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух					по СТ РК 3266-2018
	-	0,00015			±4,0	Cl_2-воздух
	-		0,0025	0,0045	±2,5	
Аммиак (NH_3) от 0 до 100 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0008	-	-	±10	NH_3 - воздух
	-	-	0,005	0,009	±6,0	
Аммиак (NH_3) от 0 до 300 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0018	0,15	0,028	±6,0	NH_3 - воздух
Аммиак (NH_3) от 0 до 1000 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0028	0,05	0,095	±6,0	NH_3 - воздух
Диоксид серы (SO_2) от 0 до 20 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0004	-	-	±10	SO_2 – воздух
	-	-	0,001	0,0019	±6,0	
Оксид азота (NO) от 0 до 50 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,00045	-	-	±10	NO -азот
	-	-	0,0025	0,0045	±6,0	
Оксид азота (NO) от 0 до 250 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0009	-	-	±10	NO -азот
	-	-	0,0125	0,023	±6,0	
Диоксид азота (NO_2) от 0 до 30 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,00009	-	-	±5,0	NO_2 -воздух
	-	-	0,0015	0,0027	±6,0	NO_2 -воздух
Водород (H_2) от 0 до 2%	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	1,0	1,9	-	±1,5	H_2 - воздух
Этилмеркаптан (C_2H_5SH) от 0 до 14 млн$^{-1}$ [2)]	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0007	-	-	±2,5	C_2H_5SH - воздух
	-	-	0,0013	-	±1,5	
Метанол (CH_3OH) от 0 до 20 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0008	0,001	-	±4,0	CH_3OH - воздух
	-	-	-	0,0018	±3,0	

1	2	3	4	5	6	7
Метилмеркаптан (метантиол) (CH_3SH) от 0 до 10 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,00018	0,0005	0,0009	±10	CH_3SH - воздух
Этанол (C_2H_6O) от 0 до 200 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0018	0,01	0,018	±6,0	C_2H_6O - воздух
Фтороводород (HF) от 0 до 10 млн$^{-1}$	ПНГ - воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
	-	0,0003	0,0005	0,0009	±4,0	HF-воздух

Примечание:
Допускается замена ГС №1 ПНГ – воздух и газа-разбавителя воздух на азот (по СТ РК 2348-2013).
Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м^3. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в единицы массовой концентрации, мг/м^3, и наоборот, проводят по формуле: C=Y·M/Vm (или Y= C·Vm/M), где C - массовая концентрация компонента, мг/м^3; Y – объемная доля компонента, млн$^{-1}$; M - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °C и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм^3/моль. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в значения НКПР горючих газов - в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017).
Изготовители и поставщики ГС – предприятия-производители стандартных образцов состава газовых смесей, прослеживаемых к Государственному эталону единицы молярной доли компонентов в газовых средах KZ.01.01.00052-2010.
ПНГ – воздух - поверочный нулевой газ – воздух по СТ РК 3266-2018 в баллонах под давлением.
Азот газообразный особой чистоты по СТ РК 2348-2013 в баллонах под давлением.
Для модификаций приборов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблице, для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее:
- для которых указаны 3 точки проверки - в качестве ГС № 2 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 3- 0,95·Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента, %;
- для которых указаны 4 точки проверки - в качестве ГС № 3 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 4- 0,95·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.

Таблица А.4 - Характеристики ПГС, утвержденных в качестве ГСО, используемых при поверке газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D с фотоионизационными сенсорами.

Определяемый компонент, диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси (ГС), %				Погрешность аттестации, не более % отн.	Компонентный состав ГСО
	ГС №1	ГС №2	ГС №3	ГС №4		
1	2	3	4	5	6	7
Бензол (C_6H_6), от 0 до 7 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		0,0009	0,00035	0,00068	±7,0	ГГС (мод. ГГС-Р, ГГС-К, ГГС-03-03) с ГСО C_6H_6 -азот или C_6H_6 - воздух

1	2	3	4	5	6	7
Бензол (C_6H_6), от 0 до 20 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		0,00047	0,001	0,0019	±6,0	C_6H_6 -азот или C_6H_6 - воздух
Бензол (C_6H_6), от 0 до 100 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух	-	-	-	-	по СТ РК 3266-2018
		0,0009	0,001	0,0095	±6,0	C_6H_6 -азот или C_6H_6 - воздух
Изобутилен (2-Метилпропен) [i-C_4H_8] от 0 до 100 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух					по СТ РК 3266-2018
		0,0009			±10	i-C_4H_8 -азот или i-C_4H_8 - воздух
			0,005	0,0095	±7,5	
Изобутилен (2-Метилпропен) [i-C_4H_8] от 0 до 2000 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух					по СТ РК 3266-2018
		0,004			±7,5	i-C_4H_8 -азот или i-C_4H_8 - воздух
			0,1		±7,0	i-C_4H_8 -азот или i-C_4H_8 - воздух
				0,19	±5,0	
Фенол (C_6H_5OH), от 0 до 1,5 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух					по СТ РК 3266-2018
		0,000005	0,000075	0,00014	±7,0	ГГС (мод. ГГС-Т, ГГС-К) с ИМ C_6H_5OH ИМ-ГП-89-М
Фенол (C_6H_5OH), от 0 до 15 млн$^{-1}$	ПНГ-воздух					по СТ РК 3266-2018
		0,0001 ± 3%	0,00075 ± 3%	0,0014 ± 3%	±7,0	ГГС (мод. ГГС-Т, ГГС-К) с ИМ C_6H_5OH ИМ-ГП-89-М

Примечание:
Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м^3. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в единицы массовой концентрации, мг/м^3, и наоборот, проводят по формуле: C=Y·M/Vm (или Y= C·Vm/M), где C - массовая концентрация компонента, мг/м^3; Y – объемная доля компонента, млн$^{-1}$; M - молярная масса компонента, г/моль; Vm - молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °C и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм^3/моль. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в значения НКПР горючих газов - в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017).
Изготовители и поставщики ГС – предприятия-производители стандартных образцов состава газовых смесей, прослеживаемых к Государственному эталону единицы молярной доли компонентов в газовых средах KZ.01.01.00052-2010.
ГГС (мод. ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03, ГГС-К) - рабочий эталон 1-го разряда - генератор газовых смесей ГГС ШДЕК.418313.900 ТУ, исполнений ГГС-Р, ГГС-Т, ГГС-К, ГГС-03-03 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 (если не указано иное).
ПНГ – воздух - поверочный нулевой газ – воздух по СТ РК 3266-2018 в баллонах под давлением.
Азот газообразный особой чистоты по СТ РК 2348-2013 в баллонах под давлением.
Для модификаций приборов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблице, для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее:
- для которых указаны 3 точки проверки - в качестве ГС № 2 берут ГСО с номинальным значением

объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 3- 0,95·Св, где Св - верхний предел диапазона измерений объемной доли определяемого компонента, %;
- для которых указаны 4 точки проверки - в качестве ГС № 3 берут ГСО с номинальным значением объемной долей определяемого компонента равной 0,5·Св, а в качестве ГС № 4 - 0,95·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.

Приложение Б
(обязательное)

Наименования определяемых компонентов, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D

Таблица Б.1 – Наименования определяемых компонентов, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности и предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ газоанализаторов стационарных с электрохимическими сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной [1] погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$, с
			абсолютной	относительной	
1	2	3	4	5	6
Кислород (O2)	от 0 до 30%	от 0 до 30%	±0,5 %	-	15
Оксид углерода (CO)	от 0 до 50 млн$^{-1}$	от 0 до 20 млн$^{-1}$ вкл.	±2 млн$^{-1}$	-	20
		св. 20 до 50 млн$^{-1}$	-	±10 %	
	от 0 до 500 млн$^{-1}$	от 0 до 40 млн$^{-1}$ вкл.	±4 млн$^{-1}$	-	20
		св. 40 до 500 млн$^{-1}$	-	±10 %	
	от 0 до 2000 млн$^{-1}$	от 0 до 40 млн$^{-1}$ вкл.	±4 млн$^{-1}$	-	20
		св. 40 до 2000 млн$^{-1}$	-	±10 %	
Сероводород (H2S)	от 0 до 10 млн$^{-1}$	от 0 до 5 млн$^{-1}$ вкл.	±0,5 млн$^{-1}$	-	30
		св. 5 до 10 млн$^{-1}$	-	±10 %	
	от 0 до 20 млн$^{-1}$	от 0 до 5 млн$^{-1}$ вкл.	±0,5 млн$^{-1}$	-	30
		св. 5 до 20 млн$^{-1}$	-	±10 %	
	от 0 до 50 млн$^{-1}$	от 0 до 10 млн$^{-1}$ вкл.	±1,0 млн$^{-1}$	-	30
		св. 10 до 50 млн$^{-1}$	-	±10 %	
	от 0 до 100 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 7,5 млн$^{-1}$ вкл.	±1,5 млн$^{-1}$	-	30
		св. 7,5 до 100 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Хлор (Cl2)	от 0 до 10 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 1 млн$^{-1}$ вкл.	±0,2 млн$^{-1}$	-	60
		св. 1 до 10 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 50 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 2 млн$^{-1}$ вкл.	±0,4 млн$^{-1}$	-	120
		св. 2 до 50 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Аммиак (NH3)	от 0 до 100 млн$^{-1}$	от 0 до 10 млн$^{-1}$ вкл.	±2 млн$^{-1}$	-	40
		св. 10 до 100 млн$^{-1}$	-	20 %	
	от 0 до 300 млн$^{-1}$	от 0 до 20 млн$^{-1}$ вкл.	±4 млн$^{-1}$	-	40
		св. 20 до 300 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 1000 млн$^{-1}$	от 0 до 30 млн$^{-1}$ вкл.	±6 млн$^{-1}$	-	90
		св. 30 до 1000 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Диоксид серы (SO_2)	от 0 до 20 млн$^{-1}$	от 0 до 2,5 млн$^{-1}$ вкл.	±0,5 млн$^{-1}$	-	30
		св. 2,5 до 20 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Оксид азота (NO)	от 0 до 50 млн$^{-1}$	от 0 до 5 млн$^{-1}$ вкл.	±1 млн$^{-1}$	-	40
		св. 5 до 50 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 250 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 10 млн$^{-1}$ вкл.	±2 млн$^{-1}$	-	40
		св. 10 до 250 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Диоксид азота (NO2)	от 0 до 30 млн$^{-1}$	от 0 до 1 млн$^{-1}$ вкл.	±0,2 млн$^{-1}$	-	30
		св. 1 до 30 млн$^{-1}$	-	±20 %	

1	2	3	4	5	6
Водород (H2)	от 0 до 4% (0-100%НКПР)[2)3)]	от 0 до 2% (0-50% НКПР) [2) 3)]	±0,1 %	-	60
Этилмеркаптан (C2H5SH)	от 0 до 14 млн$^{-1}$ [2)]	от 0 до 14 млн$^{-1}$	±0,4 млн$^{-1}$	-	90
Метанол (CH3OH)	от 0 до 20 млн$^{-1}$	от 0 до 9 млн$^{-1}$ вкл.	±0,9 млн$^{-1}$	-	180
		св. 9 до 20 млн$^{-1}$	-	±10 %	
Метилмеркаптан (метантиол) (CH3SH)	от 0 до 10 млн$^{-1}$	от 0 до 2 млн$^{-1}$ вкл.	±0,4 млн$^{-1}$	-	120
		св. 2 до 10 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Этанол (C2H6O)	от 0 до 200 млн$^{-1}$	от 0 до 20 млн$^{-1}$ вкл.	±2 млн$^{-1}$	-	30
		св. 20 до 200 млн$^{-1}$		±20 %	
Фтороводород (HF)	от 0 до 10 млн$^{-1}$ [2)]	от 0 до 2 млн$^{-1}$ вкл.	±0,4 млн$^{-1}$	-	30
		св. 2 до 10 млн$^{-1}$		±20%	

1) В нормальных условиях эксплуатации
2) Измерительные каналы не могут быть применены для контроля ПДК в воздухе рабочей зоны, только для контроля аварийных выбросов.
3) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.

Таблица Б.2 – Наименования определяемых компонентов, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности и предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ газоанализаторов стационарных с оптическими сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента	Диапазон измерений определяемого компонента	Пределы допускаемой основной[1)] погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$, с
			абсолютной	относительной	
1	2	3	4	5	6
Диоксид углерода (CO2)	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	30
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % вкл.	±0,1 %	-	30
		св. 2,0 до 2,5 %	-	5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % вкл.	±0,1 %	-	30
		св. 2,0 до 5 %	-	5 %	
Пропан (C3H8)	от 0 до 100% НКПР (от 0 до 1,7 %[3)])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	20
		св.50 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метан (CH_4)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %[3)])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	15
		св. 50 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Н-Гексан (C6H14)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %[3)])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	35
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	

1	2	3	4	5	6
Н-Бутан (С4Н10)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,43))	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	35
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Пентан (С5Н12)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %[3])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	35
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Пропилен (С3Н6)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,0 %[3])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	25
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Метанол (СН3ОН)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 6,0 %[3])	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3,0 %[3])	±5 % НКПР	-	35
Бензол (С6Н6)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %[3])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	35
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Ацетон ((СН3)2СО)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 % 3))	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,25 % 3))	±5 % НКПР	-	35
Этилен (С2Н4)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 %[3])	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	25
		св.60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Этанол (С2Н5ОН)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,1 %[3])	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,55 %[3])	±5 % НКПР	-	35
н-Гептан (С7Н16)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 0,85 %)3)	от 0 до 60 % НКПР вкл.	±3 % НКПР	-	35
		св. 60 до 100 % НКПР	-	±5 %	
Топливо дизельное по (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
Керосин по (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	5 % НКПР	-	35
Бензин авиационный (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
Бензин неэтилированный по (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
Пары нефтепродуктов (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводородов С2-С10 (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
Сумма углеводородов С1-С10 (по метану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35

1	2	3	4	5	6
Нефть (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	-	35
1) В нормальных условиях измерений. 2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. 3) Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.					

Таблица Б.3 – Наименования определяемых компонентов, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности и предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ газоанализаторов стационарных с фотоионизационными сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной [1] погрешности		Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$, с
			абсолютной	относительной	
1	2	3	4	5	6
Бензол (C6H6)	от 0 до 7 млн$^{-1}$	от 0 до 1 млн$^{-1}$	±0,2 млн$^{-1}$	-	25
		св. 1 до 7 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 20 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 5 млн$^{-1}$	±1 млн$^{-1}$	-	25
		св. 5 до 20 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 100 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 10 млн$^{-1}$	±2 млн$^{-1}$	-	25
		св. 10 до 100 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Изобутилен (2-Метилпропен) [i-C4H8]	от 0 до 100 млн$^{-1}$	от 0 до 10 млн$^{-1}$	±2 млн$^{-1}$	-	25
		св. 10 до 100 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 2000 млн$^{-1}$	от 0 до 50 млн$^{-1}$	±10 млн$^{-1}$	-	
		св. 50 до 2000 млн$^{-1}$	-	±20 %	
Фенол (C6H5OH)	от 0 до 1,5 млн$^{-1}$	от 0 до 0,05 млн$^{-1}$	±0,01 млн$^{-1}$	-	25
		св. 0,05 до 1,5 млн$^{-1}$	-	±20 %	
	от 0 до 15 млн$^{-1}$ [2]	от 0 до 1 млн$^{-1}$	±0,2 млн$^{-1}$	-	
		св. 1 до 15 млн$^{-1}$	-	±20 %	
1) В нормальных условиях измерений. 2) Измерительные каналы не могут быть применены для контроля ПДК в воздухе рабочей зоны, только для контроля аварийных выбросов.					

Таблица Б.4 – Наименования определяемых компонентов, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности и предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$ газоанализаторов стационарных с термокаталитическим сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Предел допускаемого времени установления показаний $T_{0,9}$, с
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
Метан (CH_4)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,2 %)	5 % НКПР (0,22 %)	15
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,85 %)	5 % НКПР (0,09 %)	15
Водород (H_2)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2 %)	5 % НКПР (0,2 %)	15
Гексан (C_6H_{14}	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,5 %)	5 % НКПР (0,05 %)	15
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по метану)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,2 %)	5 % НКПР (0,22 %)	15
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,85 %)	5 % НКПР (0,09 %)	15
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по гексану)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,5 %)	5 % НКПР (0,05 %)	15
Углеводородные горючие газы (пары) (C_1-C_{10}) и водород (H_2) (по водороду)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2 %)	5 % НКПР (0,2 %)	15
Акрилонитрил (C_3H_3N 5%)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,8 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	5 % НКПР (0,14 %)	15
1) В нормальных условиях измерений. 2) Значения НКПР горючих газов указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. 3) Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида.				

Таблица Б.5 – Метрологические характеристики
газоанализаторов стационарных IGC-1, IGC-1D с всеми типами сенсоров

Наименование характеристики	Значение
1	2
Предел допускаемой вариации выходного сигнала, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих условий эксплуатации на каждые 10 °С относительно нормальных условий измерений, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,3
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды в диапазоне рабочих условий эксплуатации на каждые 10 % относительно нормальных условий измерений, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,1

1	2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения атмосферного давления окружающей среды в диапазоне рабочих условий эксплуатации на каждые 10 кПа относительно нормальных условий измерений, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5
Нормальные условия изменений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от 15 до 25 от 30 до 80 от 96,7 до 103,3
Примечание: Программное обеспечение газоанализатора имеет возможность отображения результатов измерений в единицах измерений массовой концентрации, мг/м³. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах объемной доли, млн$^{-1}$, в единицы массовой концентрации, мг/м³, и наоборот, проводят по формуле: C=Y·M/Vm (или Y= C·Vm/M), где C - массовая концентрация компонента, мг/м^3; Y – объемная доля компонента, млн$^{-1}$; 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^3/моль. Допускается поставка газоанализаторов с диапазоном измерений с верхней границей, отличающейся от приведенной в таблицах Б.1 – Б.4 для соответствующего определяемого компонента, но не превышающей ее. Пределы допускаемой основной погрешности для такого диапазона должны соответствовать указанным в таблицах Б.1 – Б.4 для ближайшего большего диапазона измерений.	