

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части сведений об изготовителях (правообладателях)

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Регистрационный номер в ФИФ	Изготовитель		Правообладатель		Заявитель
				Отменяемые сведения	Устанавливаемые сведения	Отменяемые сведения	Устанавливаемые сведения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Приборы виброизмерительные	«ЯНТАРЬ» и «ЯНТАРЬ- М»	24386-05	Общество с ограниченной ответственностью «ДИАМЕХ 2000» (ООО «ДИАМЕХ 2000»), Адрес: 115432, Москва, 2-й Кожуховский пр-д, д. 29, к. 2, стр. 16	Общество с ограниченной ответственностью «ДИАМЕХ 2000» (ООО «ДИАМЕХ 2000»), Юридический адрес: 109052, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Нижегородский, ул. Смирновская, д. 25, стр. 12, эт. 2, помещ. 01	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «ДИАМЕХ 2000» (ООО «ДИАМЕХ 2000»), г. Москва
2.	Счетчики газа	КТМ100 РУС	60932-15	Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком- Метрология» (ООО «НПП	Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком- Метрология» (ООО «НПП	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком- Метрология»), Самарская обл., Красноярский муниципальный р- н, пгт. Волжский

				КуйбышевТелеком-Метрология»), Адрес: 443052, Самара, ул. Земеца, д. 26Б, оф. 413	КуйбышевТелеком-Метрология»), Адрес: 446394, Самарская обл., Красноярский муниципальный р-н, пгт. Волжский, ул. Пионерская, зд. 5, эт. 2, помещ. 8			
3.	Термометры лабораторные электронные	ЛТ-300	61806-15	-	-	-	Общество с ограниченной ответственностью «Термэкс» (ООО «Термэкс»), ИНН 7018039587, Юридический адрес: 634507, г. Томск, п. Предтеченск, ул. Мелиоративная, д. 10А, стр. 1	Общество с ограниченной ответственностью «Термэкс» (ООО «Термэкс»), г. Томск
4.	Газоанализаторы	«ЭЛЬГАЗ-500»	88099-23	Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»), Юридический адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 17, стр. 3	Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»), Юридический адрес: 119530, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, пр-д Стройкомбината, д. 6	Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»), Юридический адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 17, стр. 3	Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»), Юридический адрес: 119530, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, пр-д Стройкомбината, д. 6	Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»), г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Регистрационный № 60932-15

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа КТМ100 РУС

Назначение средства измерений

Счетчики газа КТМ100 РУС предназначены для измерений и вычислений объёмного расхода, объёма газа при рабочих и стандартных условиях, массового расхода, молярной массы различных неагрессивных и агрессивных газов и пара, в том числе природного, попутного нефтяного и факельных газов в однофазной области параметров.

Описание средства измерений

Счетчики газа КТМ100 РУС работают по принципу измерения разности времени прохождения ультразвуковых импульсов. На обеих сторонах канала/трубопровода под определенным углом к газовому потоку устанавливаются приемопередающие блоки. Приемопередающие блоки имеют пьезоэлектрические преобразователи ультразвука, работающие попеременно как приемник и передатчик. Звуковые импульсы посылаются под углом к направлению газового потока. В зависимости от угла и скорости газового потока в результате эффектов вовлечения в движение и торможения наблюдается различное время распространения для определенного направления звуковых импульсов. Разница во времени распространения звуковых импульсов тем значительнее, чем больше скорость газового потока и чем меньше угол к направлению движения потока. Скорость газового потока складывается из разницы двух значений времени распространения независимо от значения скорости ультразвука. Изменения скорости звука в результате колебаний давления или температуры при данном методе измерения не оказывают влияния на рассчитанное значение скорости газового потока.

Конструктивно счётчик может быть изготовлен в двух исполнениях стандартном и совмещённом. В стандартном исполнении счётчик включает в себя один, два или четыре врезных приемопередающих блока (для передачи, приема и обработки ультразвуковых импульсов) и один блок обработки информации – МЦУ (для обработки сигналов от приемопередающих блоков, управления системными функциями, вычисления объёмного расхода и объёма газа при стандартных условиях, массового расхода и массы пара и газа, хранения данных, приема и выдачи внешних сигналов).

Счётчик в совмещённом исполнении включает в себя один, два или четыре врезных приемопередающих блока (для передачи и приема ультразвуковых импульсов), один блок обработки информации (КТМ100Н или КТМ100 Лайт) для обработки сигналов от приемопередающих блоков, управления системными функциями, вычисления объёмного расхода и объёма газа при стандартных условиях, массового расхода и массы пара и газа, хранения данных, приема и выдачи внешних сигналов и модуля выносного (который может дополнительно обеспечивать взаимодействие пользователя с блоком обработки информации на расстоянии).

В блоке обработки информации реализован функционал вычислителя, который позволяет привести объемный расход и объем газа в рабочих условиях к стандартным условиям, а также рассчитать массовый расход при известном и неизвестном составе газовой смеси. В функционале вычислителя реализованы следующие методы расчета физических свойств газов:

- ГСССД МР 113-03
- ГОСТ 30319.2-2015
- ГОСТ 30319.3-2015
- ГСССД МР118-2005
- ГОСТ 30319.2-96 (GERG-91)
- ГОСТ 30319.2-96 (NX19)
- AGA NX 19 1962
- ISO 12213 3 2006 SGERG 88
- ГСССД МР273-2018
- AGA 8 Gross method 1
- AGA 8 Gross method 2
- AGA NX-19 mod
- Гидрокарбон (Hydrocarbon).

Счётчик обеспечивает хранение минутных, часовых, суточных, месячных и пользовательских архивов не менее - 40 суток.

Блок обработки информации обеспечивает подключение и обработку поступающих от одной или нескольких (максимум трех) измерительных точек. Счётчик управляется с помощью меню и клавиш, расположенных на передней панели блока обработки информации, а также удаленно через имеющиеся интерфейсы связи. На жидкокристаллическом дисплее отображаются сообщения системы самодиагностики, результаты измерений и вычислений, данные архива, показания внешних датчиков. Дополнительное оборудование, в зависимости от модели счётчика, может включать в себя фланцы с патрубками (для монтажа приемопередающих блоков), готовый измерительный участок трубопровода с предустановленными фланцами с патрубками, устройство для врезки в трубопровод под давлением и выносной модуль.

В совмещенном исполнении блок обработки информации размещается непосредственно в месте установки приемопередающих блоков.

Модуль выносной устанавливается вне взрывоопасной зоны и позволяет пользователю удаленно взаимодействовать с блоком обработки информации счетчика.

Модуль выносной, выполняет следующие функции:

- считывание информации от блока обработки информации;
- визуальное представление на дисплее информации о значениях измеряемых параметров, состоянии счетчика;
- взаимодействие с внешними устройствами через следующие интерфейсы: RS-485 с поддержкой Modbus RTU, аналоговый (токовая петля), импульсный (цифровой);
- управление работой счетчика;
- хранение собственной конфигурации;
- самодиагностика состояния внутренних узлов.

Конструкция приемопередающих блоков счетчиков может различаться в зависимости от параметров рабочего процесса. В таблице 1 приведены типы приемопередающих блоков.

Т а б л и ц а 1 – Типы приемопередающих блоков

Таблица 1. Типы приемопередающих блоков						
Тип приемо-передающего блока	Диапазон рабочей температуры газа, °С	Рекомендованный угол установки к оси трубы	Внутренний диаметр трубопровода, м ⁶⁾	Максимальная концентрация пыли в газе, при ст. усл., г/м ³	Рабочее избыточное давление газа, кПа	
СП	от -40 до +450	от 45 до 60 ⁵⁾	от 0,35 до 2,5	1	±3 ±10 ¹⁾	
БП			от 0,7 до 8,7	100		
БУП			от 0,7 до 3	> 100		
			от 1,4 до 11,3	100		
			от 1,4 до 3,5	> 100		
М	от -40 до +260	от 45 до 60 ⁵⁾	от 0,15 до 3,4 от 0,15 до 1,7 ²⁾	1	±10	
Б			от 1,4 до 13 от 1,4 до 4,3 ²⁾	100		
ПР		45°	>0,4	1		
ПР СО	от -40 до +350		>0,4	1		
СА	от -40 до +150	от 45 до 60 ⁵⁾	от 0,15 до 1,7	1		от -50 до +1600 ⁴⁾
СД			от 0,14 до 3,4	1		
С СО	от -40 до +450		от 1,4 до 11,3	100		
Б СО			от -40 до +260	от 0,15 до 1,7	1	
П	от -40 до +260 ³⁾					
Ех						
Ех-ЛБ						
Ех-М Ех-М ЛБ	от -70 до +180 ³⁾	90°	от 0,1 до 0,6	1	от -50 до +1600 ⁸⁾	
Ех ФЛ		75°	от 0,2 до 1,8	1		
Ех-ЛБ ФЛ			≥ 0,3	1		
Ех-ПР Ех-ПР ЛБ						
КТМ100 ФЛ ЛБ	от -70 до +180 ⁷⁾	75°	от 0,2 до 1,8	1	от -50 до +1600 ⁸⁾	
КТМ100 М ЛБ		90°	от 0,05 до 0,6	1		
КТМ100 ПР ЛБ		75°	≥ 0,3	1		
КТМ100 Лайт	от -40 до +180 ⁷⁾	75°	от 0,05 до 0,6 ⁹⁾	1	от -50 до +1600	

Окончание таблицы 1

Примечания:

- ¹⁾ Допускается после согласования с фирмой-изготовителем;
- ²⁾ С использованием зонда и преобразователей из сплава «хастеллой»;
- ³⁾ Специальные исполнения:
 - Высокотемпературные исполнения
 - для Ех зоны 1: от минус 70°С до плюс 280°С;
 - для Ех зоны 2: от минус 70°С до плюс 260°С;
 - Низкотемпературные исполнения:
 - от минус 196 °С до плюс 100°С;
- ⁴⁾ По запросу возможно увеличение диапазона;
- ⁵⁾ При высокой концентрации пыли, угол установки 60°;
- ⁶⁾ Возможно увеличение диаметра трубы, при установке приемопередающих блоков по хорде профиля сечения трубы;
- ⁷⁾ Специальные исполнения:
 - Высокотемпературное исполнение от минус 70°С до плюс 330°С;
 - Низкотемпературное исполнение от минус 196°С до плюс 100°С;
- ⁸⁾ Специальные исполнения:
 - опционально до 25 МПа;
- ⁹⁾ По запросу возможен диапазон до 1,8 м.

В счётчиках предусмотрена возможность измерения расхода газа, как в прямом, так и в обратном направлениях (в реверсивном режиме), а также автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в стандартной модификации с приемопередающими блоками типа ЕХ



Рисунок 2 – Схема пломбирования. Блок электроники



Рисунок 3 – Схема пломбирования. Приемопередающий блок



Рисунок 4 – Общий вид счетчика КТМ100 РУС совмещённого исполнения с блоком обработки информации КТМ100Н



Рисунок 5 – Общий вид счетчика КТМ100 РУС совмещённого исполнения с блоком обработки информации КТМ100 Лайт

Заводской номер счетчика наносится на маркировочную табличку и в паспорт счетчика

Программное обеспечение

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.12.00
Цифровой идентификатор (CRC32)	0x1A3B5377
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.12.01
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xA9AF9D53
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.11.06
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xDFED90B7
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.12.02
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xF95A5FDA
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xA94A757
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI-2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xB7584FA9

Примечание – конфигурационные параметры, значения условно-постоянных величин, параметры хранения измеренной информации и другие метрологически значимые параметры определяемые, изменяемые, передаваемые в процессе эксплуатации защищены многоуровневой системой паролей доступа с обязательным протоколированием всех вмешательств. Целостность метрологически значимого ПО, не относящегося к области кода, определяют по журналам событий и состояниям специально выделенных параметров конфигурации, предназначенных для целей проверки целостности ПО в соответствии с руководством по эксплуатации. Метрологические характеристики счётчиков нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	В зависимости от модели счётчика и диаметра измерительной линии ¹⁾		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях (в зависимости от скорости потока газа):	Скорость потока газа, м/с		
	0,03≤V≤0,1	0,1<V<0,3	0,3≤V≤120
однолучевое исполнение - при имитационном методе поверки, % ²⁾	±5	±3,5	±2 (±1,5) ³⁾
- после калибровки и поверки на поверочной установке, %	±3	±2	±1,5
двулучевое исполнение - при имитационном методе поверки, % ²⁾	±3	±2,5	±1,5 (±1,0) ³⁾
- после калибровки и поверки на поверочной установке, %	±2	±1	
Пределы допускаемой относительной погрешности счётчика при вычислении массового расхода пара, газа, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, молярной массы горючих природных газов, % ⁴⁾	±0,005		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени, %	±0,01		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов, мА	±0,016		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу вывода аналоговых сигналов, мА	±0,04		
Напряжение питания, В - переменного тока 50/60 Гц - постоянного тока	от 90 до 250 от 12 до 30		
Потребляемая мощность, Вт, не более - стандартное исполнение - совмещенное исполнение	20 6		
Диапазон температур окружающей среды ¹⁾ - стандартное исполнение - совмещенное исполнение	от - 40°С ⁵⁾ до +70°С от - 50°С ⁵⁾ до +60°С		

Окончание таблицы 3

Максимальная относительная влажность окружающей среды, %	95 (без конденсации)
Атмосферное давление, кПа	от 80 до 110
Масса, кг, не более	Приведены в эксплуатационной документации (различаются в зависимости от модели исполнения и условий применения)
Габаритные размеры (в зависимости от модели исполнения)	Приведены в эксплуатационной документации (различаются в зависимости от модели исполнения и условий применения)
Средний срок службы, лет, не менее	15
Примечания: ¹⁾ Максимальная скорость потока не более 120 м/с, конкретные значения допускаемой скорости потока и диапазона измерений расхода приведены в паспорте на счетчик; ²⁾ При установке приемопередающих блоков на существующем трубопроводе, с соблюдением следующих условий: отклонение от соосности не более $\pm 4,9$ мм; ошибка при измерениях угла установки $\pm 0,5^\circ$, измерительного расстояния $\pm 0,5\%$, площади сечения $\pm 0,5\%$; ³⁾ Для модификаций счётчика в комплекте с измерительным участком трубопровода с предустановленными приемопередающими блоками; ⁴⁾ Указана погрешность вычислений, не содержит погрешности определения температуры, давления и цифро-аналоговых преобразований. Погрешность определения массового расхода пара объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, молярной массы определяются в соответствии с действующими нормативными документами на системы измерений на базе ультразвуковых преобразователей расхода (методиками измерений); ⁵⁾ До минус 65°C при условии использования обогреваемых термочехлов.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку счетчика фотохимическим способом, на титульный лист в верхнем левом углу руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок обработки информации	МЦУ / КТМ100Н/КТМ100 Лайт	1 шт.
Приемопередающие блоки:		
- для счётчика КТМ100 РУС стандартного исполнения	(М, Б, ПР, СП, БП, БУП, ПР, ПР СО, СА, СД, С СО, Б СО, П) ¹⁾ (Ех ФЛ, Ех-М, Ех-М ЛБ, Ех-ЛБ ФЛ, Ех-ПР, Ех-ПР ЛБ, Ех-ЛБ) ¹⁾	1, 2 или 4 шт.
- для счётчика КТМ100 РУС совмещенного исполнения	КТМ100 ФЛ ЛБ, КТМ100 М ЛБ, КТМ100 ПР ЛБ, КТМ100 Лайт ¹⁾	1, 2 или 4 шт.
Модуль выносной	МВ	1 шт.

Окончание таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство для врезки трубопроводов без остановки процесса	УВТ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РМТК.01.000.00.0000.000РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.
Нормативный документ на поверку счётчика	МП 0239-13-2015 «ГСИ. Счётчики газа КТМ100 РУС. Методика поверки» с изменением №3	1 экз.
Программное обеспечение для конфигурирования, параметризации и диагностики счётчика	SOPAS ET / KTM Smart Stream	1 шт.
Примечания: ¹⁾ Тип приемопередающих блоков выбирается в зависимости от параметров трубопровода и параметров газового потока; В зависимости от требований комплект поставки может быть изменен.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Раздел 1.6 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам газа КТМ 100 РУС

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ТУ 4213–001–20642404–2014 Счётчики «КТМ100 РУС». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)

ИНН 6312102369

Адрес: 446394, Самарская обл., Красноярский м.р-н, пгт. Волжский, ул. Пионерская, зд. 5, эт. 2, помещ. 8

Тел./факс: (846) 202-00-65

E-mail: info@ktkprom.com

Web-сайт: www.ktkprom.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального Государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская,
д. 7 «а»

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Регистрационный № 88099-23

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500»

Назначение средства измерений

Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500» (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывных автоматических измерений и передачи информации о содержании горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе – паров нефтепродуктов), токсичных газов, а также кислорода и диоксида углерода в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах на территориях промышленных объектов.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих с газочувствительных измерительных преобразователей (сенсоров), в аналоговый и (или) в цифровой сигнал, с последующей обработкой встроенным микропроцессором и выводом результатов измерений на дисплей газоанализатора и (или) передачу их внешнему компьютеру и другим регистрирующим устройствам, а также сигнализации и хранения данных.

Газоанализаторы "ЭЛЬГАЗ-500" могут комплектоваться сенсорами следующих типов:

- термokatалитический (ТК);
- оптический (ИК);
- электрохимический (ЭХ);
- фотоионизационный (ФИ).

Способ отбора пробы – диффузионный либо принудительный с помощью пробоотборного устройства.

Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500» выпускаются для стационарного размещения на объектах эксплуатации.

Газоанализаторы отличаются внешним видом, маркировкой взрывозащиты, выходными унифицированными сигналами и наличием сигнализации.

Газоанализаторы, обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение концентрации определяемого компонента;
- отображение показаний результатов измерений на дисплее прибора (отображение возможно в % НКПР, % объемных долях, в мг/м³ или в млн⁻¹);
- подача сигнализации (звуковая, световая) при выходе за установленные значения порогов;
- сохранение журнала событий о значениях концентрации определяемого компонента;
- формирование унифицированного выходного аналогового токового сигнала 4-20 мА;
- формирование выходного сигнала по протоколу HART;

- формирование выходного цифрового сигнала по RS485 (с протоколом ModBusRTU);
- замыкание и размыкание контактов реле («сухой контакт»), срабатывающих при превышении порогов и при неисправности газоанализатора;
- передача данных о значениях концентрации определяемого компонента по цифровому беспроводному каналу.

Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500» могут использоваться в составе газоаналитических систем «АГИС-М» или в качестве самостоятельных СИ.

Корпуса приборов изготавливаются из металла (алюминий или нержавеющая сталь). Цвет и материал корпуса определяются при заказе. Приборы имеют встроенную одно- или двухпороговую звуковую и световую сигнализацию (порог 1 — предупреждение, порог 2 — авария). Пороги настраиваются при выпуске газоанализаторов из производства: для горючих газов в % НКПР, для токсичных газов в концентрациях ПДК, для кислорода в % объемной доли. По требованию заказчика предусмотрена возможность перенастройки порогов срабатывания сигнализации в пределах диапазона измерений контролируемых веществ.

Таблица 1 – Обозначение газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500»

Обозначение	Описание газоанализатора
“ЭЛЬГАЗ-500”	Одноканальный газоанализатор стационарного размещения с внешним питанием, с цифровым и (или) аналоговым выходными сигналами при наличии или отсутствии светозвуковой сигнализации. Корпус газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500» выполнен из окрашенного алюминия или из нержавеющей стали.

Восьмизначный цифровой заводской номер газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500» отображается на несъемном металлическом шильдике. Заводской номер наносится на шильдик методом чеканки. Шильдик фиксируется на верхней поверхности основания корпуса газоанализатора и доступен для обзора со стороны экрана.

Нанесение знака поверки на корпус газоанализатора не предусмотрено.

Пломбирование газоанализатора не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов "ЭЛЬГАЗ-500" представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500»

а) в алюминиевом корпусе; б) в корпусе из нержавеющей стали; в) шильдик газоанализатора.

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное предприятием-изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов.

Встроенное ПО - внутренняя программа микроконтроллера для обеспечения функционирования прибора. Встроенное ПО идентифицируется посредством отображения номера версии на дисплее газоанализаторов или через внешнее ПО при подключении прибора к ПК.

Встроенное ПО газоанализатора обеспечивает выполнение следующих функций:

- обработку измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- отображение результатов измерений на цифровом дисплее.
- самодиагностику;
- сравнение измеренных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигналов о достижении этих порогов;
- проведение градуировки газоанализатора;
- формирование цифрового выходного сигнала;
- формирование аналогового выходного сигнала;
- сохранение журнала событий;

Внешняя программа служит для связи ПК и встроенными накопителями (памятью) приборов и предназначена для просмотра параметров и градуировки газоанализаторов, установки пороговых значений срабатывания сигнализации, просмотра результатов измерений в реальном времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ISMVX
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	206
Цифровой идентификатор ПО	2685202
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики газоанализаторов

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов «ЭЛЬГА3-500» с электрохимическим (ЭХ) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Азота диоксид (NO ₂)	от 0 до 20,0 (от 0 до 38,3)	от 0 до 3,0 вкл. (от 0 до 5,74 вкл.)	±20	–
		св. 3,0 до 20,0 (св. 5,74 до 38,3)	–	±20
	от 0 до 100 (от 0 до 191)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 19,12 вкл.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 19,12 до 191)	–	±20
Азота оксид (NO)	от 0 до 30,0 (от 0 до 37,4)	от 0 до 5,0 вкл. (от 0 до 6,24 вкл.)	±20	–
		св. 5,0 до 30,0 (св. 6,24 до 37,4)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 374)	от 0 до 30,0 вкл. (от 0 до 37,4 вкл.)	±20	–
		св. 30,0 до 300 (св. 37,4 до 374)	–	±20
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 (от 0 до 70,8)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 7,08 вкл.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 7,08 до 70,8)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 212)	от 0 до 30 вкл. (от 0 до 21,2 вкл.)	±15	–
		св. 30 до 300 (св. 21,2 до 212)	–	±15
	от 0 до 500 (от 0 до 354)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 35,4 вкл.)	±15	–
		св. 50 до 500 (св. 35,4 до 354)	–	±15
	от 0 до 1000 (от 0 до 708)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 70,8 вкл.)	±15	–
		св. 100 до 1000 (св. 70,8 до 708)	–	±15
Водород (H ₂)	от 0 до 1000 (от 0 до 83,7)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 8,38 вкл.)	±10	–
		св. 100 до 1000 (св. 8,38 до 83,7)	–	±10
	от 0 до 20000 (от 0 до 1676)	от 0 до 1000 вкл. (от 0 до 83,7 вкл.)	±5	–
		св. 1000 до 20000 (св. 83,7 до 1676)	–	±5

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Водород фтористый (HF)	от 0 до 10,0 (от 0 до 8,31)	от 0 до 1,0 вкл. (от 0 до 0,83 вкл.)	± 20	—
		св. 1,0 до 10,0 (св. 0,83 до 8,31)	—	± 20
Водород хлористый (HCl)	от 0 до 20,0 (от 0 до 30,3)	от 0 до 4,0 вкл. (от 0 до 6,06 вкл.)	± 20	—
		св. 4,0 до 20,0 (св. 6,06 до 30,3)	—	± 20
Кислород (O_2)	от 0 до 5,0	от 0 до 1,0	± 5	—
		от 1,0 до 5,0	—	± 5
	от 0 до 30,0	от 0 до 1,0 вкл.	± 5	—
		св. 1,0 до 30	—	± 5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0	± 5	—
		от 10,0 до 100	—	± 5
Метанол (CH_3OH) (метиловый спирт)	от 0 до 20,0 (от 0 до 26,6)	от 0 до 4,0 вкл. (от 0 до 5,34 вкл.)	± 20	—
		св. 4,0 до 20,0 (св. 5,34 до 26,6)	—	± 20
	от 0 до 50 (от 0 до 66,6)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 13,3 вкл.)	± 20	—
		св. 10,0 до 50 (св. 13,3 до 66,6)	—	± 20
	от 0 до 100 (от 0 до 133)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 13,3 вкл.)	± 20	—
		св. 10,0 до 100 (св. 13,3 до 133)	—	± 20
	от 0 до 300 (от 0 до 399)	от 0 до 30 вкл. (от 0 до 39,9 вкл.)	± 20	—
		св. 30 до 300 (св. 39,9 до 399)	—	± 20
	от 0 до 1000 (от 0 до 1332)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 133 вкл.)	± 20	—
		св. 100 до 1000 (св. 133 до 1332)	—	± 20
Метилмеркаптан (CH_3SH)	от 0 до 10,0 (от 0 до 20,0)	от 0 до 1,0 вкл. (от 0 до 2,0 вкл.)	± 20	—
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,0 до 20,0)	—	± 20
Сероводород (H_2S)	от 0 до 7,1 (от 0 до 10,0)	от 0 до 2,1 вкл. (от 0 до 3,0 вкл.)	± 15	—
		св. 2,1 до 7,1 (св. 3,0 до 10,1)	—	± 15

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Сероводород (H_2S)	от 0 до 10,0 (от 0 до 14,17)	от 0 до 3,0 вкл. (от 0 до 4,25 вкл.)	± 15	—
		св. 3,0 до 10,0 (св. 4,25 до 14,2)	—	± 15
	от 0 до 21,2 (от 0 до 30,0)	от 0 до 7,1 вкл., (от 0 до 10,1 вкл.)	± 10	—
		св. 7,1 до 21,2 (св. 10,1 до 30,0)	—	± 10
	от 0 до 30,0 (от 0 до 42,5)	от 0 до 5,0 вкл. (от 0 до 7,08 вкл.)	± 15	—
		св. 5,0 до 30,0 (св. 7,08 до 42,5)	—	± 15
	от 0 до 50 (от 0 до 70,8)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 14,2 вкл.)	± 15	—
		св. 10,0 до 50 (св. 14,2 до 70,8)	—	± 15
	от 0 до 100 (от 0 до 142)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 14,2 вкл.)	± 10	—
		св. 10,0 до 100 (св. 14,2 до 142)	—	± 10
	от 0 до 300 (от 0 до 425)	от 0 до 30 вкл. (от 0 до 42,5 вкл.)	± 10	—
		св. 30 до 300 (св. 42,5 до 425)	—	± 10
	от 0 до 1000 (от 0 до 1416)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 142 вкл.)	± 10	—
		св. 100 до 1000 (св. 142 до 1416)	—	± 10
Серы диоксид (SO_2)	от 0 до 10,0 (от 0 до 26,6)	от 0 до 3,0 вкл. (от 0 до 7,99 вкл.)	± 15	—
		св. 3,0 до 10,0 (св. 7,99 до 26,6)	—	± 15
	от 0 до 30,0 (от 0 до 79,9)	от 0 до 5,0 вкл. (от 0 до 13,3 вкл.)	± 15	—
		св. 5,0 до 30,0 (св. 13,3 до 79,9)	—	± 15
	от 0 до 100 (от 0 до 266)	от 0 до 10,0 вкл., (от 0 до 26,6 вкл.)	± 15	—
		св. 10,0 до 100 (св. 26,6 до 266)	—	± 15
	от 0 до 300 (от 0 до 799)	от 0 до 30,0 вкл. (от 0 до 79,9 вкл.)	± 10	—
		св. 30,0 до 300 (св. 79,9 до 799)	—	± 10
	от 0 до 1000 (от 0 до 2663)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 266 вкл.)	± 10	—
		св. 100 до 1000 (св. 266 до 2663)	—	± 10

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Углерода оксид (CO)	от 0 до 50 (от 0 до 58,2)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 11,6 вкл.)	± 20	—
		св. 10,0 до 50 (св. 11,6 до 58,2)	—	± 20
	от 0 до 85,9 (от 0 до 100)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 11,6 вкл.)	± 20	—
		св. 10,0 до 85,9 (св. 11,6 до 100)	—	± 20
	от 0 до 300 (от 0 до 349)	от 0 до 30 вкл. (от 0 до 34,9 вкл.)	± 10	—
		св. 30 до 300 (св. 34,9 до 349)	—	± 10
	от 0 до 1000 (от 0 до 1164)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 116 вкл.)	± 10	—
		св. 100 до 1000 (св. 116 до 1164)	—	± 10
	от 0 до 5000 (от 0 до 5822)	от 0 до 500 вкл. (от 0 до 582 вкл.)	± 10	—
		св. 500 до 5000 (св. 582 до 5822)	—	± 10
Формальдегид (H_2CO)	от 0 до 20,0 (от 0 до 25,2)	от 0 до 0,5 вкл. (от 0 до 0,63 вкл.)	± 20	—
		св. 0,5 до 20,0 (св. 0,63 до 25,2)	—	± 20
Хлор (Cl_2)	от 0 до 10,0 (от 0 до 29,5)	от 0 до 1,0 вкл. (от 0 до 2,95 вкл.)	± 20	—
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,95 до 29,5)	—	± 20
	от 0 до 30,0 (от 0 до 88,5)	от 0 до 5,0 вкл. (от 0 до 14,8 вкл.)	± 20	—
		св. 5,0 до 30,0 (св. 14,8 до 88,5)	—	± 20
Этанол ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) (этиловый спирт)	от 0 до 600 (от 0 до 1149)	от 0 до 100 вкл. (от 0 до 192 вкл.)	± 20	—
		св. 100 до 600 (св. 192 до 1149)	—	± 20

Определяемый компонент	Диапазон измерений определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Этанол ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) (этиловый спирт)	от 0 до 1800 (от 0 до 3447)	от 0 до 300 вкл., (от 0 до 574 вкл.)	± 20	—
		св. 300 до 1800 (св. 574 до 3447)	—	± 20
	от 0 до 3500 (от 0 до 6703)	от 0 до 500 вкл., (от 0 до 958 вкл.)	± 20	—
		св. 500 до 3500 (св. 958 до 6703)	—	± 20
Этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$)	от 0 до 10,0 (от 0 до 25,8)	от 0 до 1,0 вкл., (от 0 до 2,58 вкл.)	± 20	—
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,58 до 25,8)	—	± 20

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500» с оптическим (ИК) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
Метан (CH_4)	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 2,2 вкл.)	$\pm 3 (\pm 0,13)$	—
		св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	—	± 5
Метан (CH_4)	от 0 до 100	от 0 до 10,0 вкл.	$\pm 0,5$	—
		св. 10,0 до 100	—	± 5
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,85 вкл.)	$\pm 3 (\pm 0,05)$	—
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	—	± 5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0 вкл.	$\pm 0,3$	—
		св. 10,0 до 100	—	± 5
Акрилонитрил ($\text{C}_3\text{H}_3\text{N}$)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,4 вкл.)	$\pm 5 (\pm 0,14)$	—
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	—	± 10
Ацетилен (C_2H_2)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,15 вкл.)	$\pm 5 (\pm 0,12)$	—
		св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	—	± 10

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,5)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,25 вкл.)	±5 (±0,13)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,25 до 2,5)	—	±10
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 3,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,5 вкл.)	±5 (±0,15)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,5 до 3,0)	—	±10
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,2)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,6 вкл.)	±5 (±0,06)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,6 до 1,2)	—	±10
1,3-бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,7 вкл.)	±5 (±0,07)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	—	±10
н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,7 вкл.)	±3 (±0,04)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	—	±10
1-бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,6)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,8 вкл.)	±5 (±0,08)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,8 до 1,6)	—	±10
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 3,6)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,8 вкл.)	±5 (±0,18)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,8 до 3,6)	—	±10
н-Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,5 вкл.)	±3 (±0,03)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	—	±10
н-Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 (от 0 до 0,85)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,425 вкл.)	±3 (±0,02)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,425 до 0,85)	—	±10
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,7)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,35 вкл.)	±5 (±0,14)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,35 до 2,7)	—	±10
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,4 вкл.)	±5 (±0,14)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 3,1 вкл.)	±5 (±0,31)	—
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,85 вкл.)	±5 (±0,09)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	—	±10
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,65 вкл.)	±3 (±0,04)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,65 до 1,3)	—	±10
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,65 вкл.)	±3 (±0,04)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,65 до 1,3)	—	±10
Изопропиловый спирт (i-C ₃ H ₇ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,0 вкл.)	±5 (±0,1)	—
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 6,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 3,0 вкл.)	±5 (±0,3)	—
		св. 50 до 100 (св. 3,0 до 6,0)	—	±10
Метил-меркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 4,1)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 2,05 вкл.)	±5 (±0,21)	—
		св. 50 до 100 (св. 2,05 до 4,1)	—	±10
Метилтрет-бутиловый эфир (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,75 вкл.)	±5 (±0,08)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,75 до 1,5)	—	±10
Метилэтилкетон (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,75 вкл.)	±5 (±0,08)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,75 до 1,5)	—	±10
н-Нонан (C ₉ H ₂₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,7)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,35 вкл.)	±5 (±0,04)	—
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,4 вкл.)	±5 (±0,04)	—
Пары Бензина ²⁾³⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	—
Пары керосина ²⁾⁴⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	—

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
Пары дизельного топлива ²⁾⁵⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	—
н-Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,1)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,55 вкл.)	±3 (±0,03)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,55 до 1,1)	—	±10
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,0 вкл.)	±5 (±0,1)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,0 до 2,0)	—	±10
Пропилена оксид (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,9)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,95 вкл.)	±5 (±0,1)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,95 до 1,9)	—	±10
C _x H _y — Сумма углеводородов по метану	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 (от 0,0 до 2,2)	±3 (±0,13)	—
		св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	—	±10
C _x H _y — Сумма углеводородов по пропану	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0,0 до 0,85)	±3 (±0,05)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	—	±10
C _x H _y — Сумма углеводородов по гексану	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0,0 до 0,5)	±3 (±0,03)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	—	±10
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,5 вкл.)	±5 (±0,05)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	—	±10
Углерода диоксид (CO ₂)	от 0 до 2,5	от 0 до 0,5 вкл.	±0,05	—
		св. 0,5 до 2,5	—	± 10
	от 0 до 5	от 0 до 1,0 вкл.	±0,2	—
		св. 1,0 до 5,0	—	± 10
	от 0 до 100	от 0 до 10 вкл.	± 2	—
		св. 10 до 100	—	±10
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,65 вкл.)	±5 (±0,07)	—
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,5 вкл.)	±5 (±0,05)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,7 вкл.)	±5 (±0,07)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	—	±10
Циклопропан (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,2 вкл.)	±5 (±0,12)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,2 до 2,4)	—	±10
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,2 вкл.)	±3 (±0,07)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,2 до 2,4)	—	±10
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 3,1)	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)	±5 (±0,16)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,55 до 3,1)	—	±10
Этантиол (C ₂ H ₅ SH) Этилмеркаптан	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,4 вкл.)	±5 (±0,14)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	—	±10
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,0 вкл.)	±5 (±0,1)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,0 до 2,0)	—	±10
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 0,4 вкл.)	±5 (±0,04)	—
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,15 вкл.)	±5 (±0,12)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	—	±10
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,6)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,3 вкл.)	±5 (±0,13)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,3 до 2,6)	—	±10
-Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020; 2) – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; - Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида: 3) – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013; 4) – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; 5) – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.				

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500» с термокаталитическим (ТК) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
Водород (H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 4,0)	от 0 до 1,00	±0,2
		от 0 до 50 (от 0 до 2,0)	±3 (±0,12)
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 1,00	±0,2
		от 0 до 57 (от 0 до 2,5)	±3 (±0,13)
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)	±3 (±0,05)
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
Ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)	±5 (±0,12)
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,5)	от 0 до 50 (от 0 до 1,25)	±5 (±0,13)
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 3,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,5)	±5 (±0,15)
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,2)	от 0 до 50 (от 0 до 0,6)	±5 (±0,06)
1,3-Бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±5 (±0,07)
н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±3 (±0,04)
1-Бутен(C ₄ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,6)	от 0 до 50 (от 0 до 0,8)	±5 (±0,08)
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 3,6)	от 0 до 50 (от 0 до 1,8)	±5 (±0,18)
н-Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±3 (±0,03)
н-Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 (от 0 до 0,85)	от 0 до 50 (от 0 до 0,425)	±3 (±0,03)
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,7)	от 0 до 50 (от 0 до 1,35)	±5 (±0,14)
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
1,2-Дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 (от 0 до 3,1)	±5 (±0,31)
Диэтиловый эфир(C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)	±5 (±0,09)
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±3 (±0,04)
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±3 (±0,03)
Изопропиловый спирт (i-C ₃ H ₇ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 6,0)	от 0 до 50 (от 0 до 3,0)	±5 (±0,3)
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 4,1)	от 0 до 50 (от 0 до 2,05)	±5 (±0,21)
Метилтрет-бутиловый эфир (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 (от 0 до 0,75)	±5 (±0,08)
Метиэтилкетон (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 (от 0 до 0,75)	±5 (±0,08)
н-Нонан(C ₉ H ₂₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,35)	±5 (±0,04)

Определяемый компонент	Диапазон показаний определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)	±5 (±0,04)
Пары Бензина ²⁾³⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары Керосина ²⁾⁴⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары дизельного топлива ^{2) 5)}	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
н-Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,1)	от 0 до 50 (от 0 до 0,55)	±3 (±0,03)
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Пропилена оксид (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,9)	от 0 до 50 (от 0 до 0,95)	±5 (±0,1)
C _x H _y — Сумма углеводородов по метану	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 57 (от 0 до 2,5)	±3 (±0,13)
C _x H _y — Сумма углеводородов по пропану	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)	±3 (±0,05)
C _x H _y — Сумма углеводородов по гексану	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±3 (±0,03)
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±5 (±0,05)
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±5 (±0,07)
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±5 (±0,05)
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±5 (±0,07)
Циклопропан (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)	±5 (±0,12)
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)	±3 (±0,07)
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 3,1)	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)	±5 (±0,16)
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)	±5 (±0,04)
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)	±5 (±0,12)
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,6)	от 0 до 50 (от 0 до 1,3)	±5 (±0,13)
- Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020 ²⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; - Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида: ³⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013; ⁴⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; ⁵⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов «ЭЛЬГАЗ-500» с фотоионизационным (ФИ) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹		Пределы допускаемой основной погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 40		±20	—
	от 0 до 2000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 200		±20	—
	от 0 до 2000	от 0 до 200 вкл.	±20	—
		св. 200 до 2000	—	±20
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 1000	—	±20
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 1000	—	±20
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 1000	—	±20
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 200		±20	—
	от 0 до 8000	от 0 до 200 вкл.	±20	—
		св. 200 до 8000	—	±20
Пары углеводородов (по изобутилену)	от 0 до 40		±20	—
	от 0 до 2000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары бензина ^{2) 3)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары керосина ^{2) 4)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары топлива дизельного ^{2) 5)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 вкл.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
¹⁾ приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений; - Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида: ²⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; ³⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013; ⁴⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; ⁵⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.				

Таблица 7 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С в диапазоне условий эксплуатации, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:	$\pm 0,5$
Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды в диапазоне условий эксплуатации на каждые 10 % относительно нормальных условий измерений, в долях от предела допускаемой основной погрешности	$\pm 0,5$
Предел вариации выходного сигнала в долях от предела допускаемой основной погрешности, не более	0,5

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное время установления показаний ¹⁾ , Т ₉₀ , с, не более:	
- с оптическим (ИК) сенсором;	15 ²⁾
- с термокаталитическим (ТК) сенсором;	10
- с электрохимическим сенсором (ЭХ) (кроме кислорода);	45
- с электрохимическим сенсором (ЭХ) (кислород);	30
- с фотоионизационным (ФИ) сенсором.	60
Сигнализация (световая и звуковая) ³⁾ :	
- первый порог срабатывания	предупредительный аварийный
- второй порог срабатывания	
Диапазон настройки предупредительного и аварийного порогов срабатывания сигнализации, % диапазона измерений	от 5 до 95
Параметры электрического питания:	
Напряжение постоянного тока от внешнего источника, В	12-32
Потребляемая мощность в зависимости от режима, В·А, не более:	
- с индикатором;	0,9
- в режиме срабатывания сигнализации;	1,9
- при включении.	2,5
Выходные сигналы:	
- цифровой	RS485, HART от 4 до 20 3
- аналоговый токовый, мА	
- реле (Порог 1, Порог 2. Неисправность), шт.	
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более:	230×140×106
Масса, кг, не более:	
- «ЭЛЬГАЗ-500» (алюминиевый корпус)	1,80
- «ЭЛЬГАЗ-500» (нержавеющий корпус)	3,80
Условия эксплуатации:	
атмосферное давление, кПа	от 80 до 120
относительная влажность (без конденсации), %	от 30 до 98
температура окружающей среды, °С	от – 60 ⁴⁾ до + 90 ⁵⁾
Средняя наработка на отказ (для газоанализаторов с ИК сенсором), ч	120 000
Средняя наработка на отказ (для газоанализаторов с ТК, ЭХ и ФИ сенсорами), ч	40 000
Средний срок службы, лет	15

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты:	
- «ЭЛЬГАЗ-500» с ТК сенсором;	1Exd [iaGa] IICT4 GbX
- «ЭЛЬГАЗ-500»с ИК сенсором;	1Exd [iaGa] ICT6..T5 GbX
- «ЭЛЬГАЗ-500» с ЭХ илиФИ сенсором;	1Ex d [ia Ga] IC T6 Gb X
Степень защиты “ЭЛЬГАЗ-500” по ГОСТ 14254-2015	IP66 / IP67
1) – время установления показаний для прогретого и готового к работе прибора. 2) – для сенсора без пылевого фильтра. 3) – для канала кислорода оба порога (верхний и нижний) – аварийные. 4) – для газоанализаторов с ЭХ сенсорами до температур не ниже -40 °С. 5) – для газоанализаторов с ЭХ и ФИ сенсорами не выше +60 °С.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт газоанализатора «ЭЛЬГАЗ-500».

Комплектность средств измерений

Таблица 9 – Комплектность газоанализатора «ЭЛЬГАЗ-500».

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	"ЭЛЬГАЗ-500"	1 шт.
Паспорт	ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ФРПГ.08.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Магнитный ключ	МК	1 шт.
Калибровочная насадка	НГ	По заказу
Преобразователь интерфейса RS 485-USB (для связи с ПК)	ПИ	По заказу
Защитный козырек от погодных условий	ЗК	По заказу
Кабельный ввод	КВ	По заказу
Комплект монтажный на трубу	КМ	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ФРПГ.08.00.000 РЭ (раздел 11).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам «ЭЛЬГАЗ-500»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы;

Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов;

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические требования»;

ГОСТ Р МЭК 61207-1-2009 «Газоанализаторы. Выражение эксплуатационных характеристик. Часть 1. Общие положения»;

ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия»;

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

ТУ 26.51.53-012-38208832-2018 с изменениями № 2 от 31.05.2022 Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)

ИНН 7723823538

Юридический адрес: 119530, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, пр-д Стройкомбината, д. 6

Тел.: +7 (495) 128-00-60; Факс: +7 (499) 643-83-75

E-mail: info@elgascompany.com

Web-сайт: www.elgascompany.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)

ИНН 7723823538

Юридический адрес: 119530, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, пр-д Стройкомбината, д. 6

Адрес места осуществления деятельности: 123308, г. Москва, пр-кт Маршала Жукова, д. 4, стр. 1

Тел.: +7 (495) 128-00-60; Факс: +7 (499) 643-83-75.

E-mail: info@elgascompany.com

Web-сайт: www.elgascompany.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимsert» (АО «Центрохимsert»)

Адрес юридический: 115230, г. Москва, Электролитный пр-д, д. 1, к. 4, эт. 2, ком. 208

Тел. (факс): +7 (499) 750-21-51

E-mail: chemsert@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30081-12.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Регистрационный № 24386-05

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы виброизмерительные «ЯНТАРЬ» и «ЯНТАРЬ-М»

Назначение средства измерений

Приборы виброизмерительные «ЯНТАРЬ» и «ЯНТАРЬ-М» (далее – приборы) предназначены для измерения параметров вибрации (виброперемещение, виброскорость, виброускорение по параметрам СКЗ, пиковое значение и размах) при контроле, мониторинге, анализе и вибрационной диагностике технического состояния роторных агрегатов и других механизмов с вращающимися элементами.

Описание средства измерений

Действие приборов основано на преобразовании вибрации контролируемого агрегата в электрический сигнал, пропорциональный виброускорению, и дальнейшей его обработке.

В состав прибора входят: вибропреобразователь (ВИП) АС102-1А (РА023-А) и измерительный блок БИ080 (БИ080-М). Вибропреобразователь АС102-1А (РА023-А) представляет собой пьезоэлектрический акселерометр со встроенным усилителем заряда. Измерительный блок включает в себя усилитель, фильтры нижних и верхних частот с перестраиваемыми границами, аналого-цифровой преобразователь и микропроцессор, в котором производятся быстрое преобразование Фурье и вычислительные операции. Прибор «ЯНТАРЬ» состоит из вибропреобразователя РА023-А, измерительного блока БИ080 и блока питания ЯНТ.200.000. Прибор «ЯНТАРЬ-М» состоит из вибропреобразователя АС102-1А, измерительного блока БИ080-М и блока питания ОПЛ.200.000.

Прибор «ЯНТАРЬ-М» имеет два исполнения:

- исполнение общего назначения (без маркировки взрывозащиты);
- взрывозащищенное исполнение с маркировкой взрывозащиты 2 Ex nL IIC T4 X.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) служит для обработки и визуализации информации, которая поступает по измерительному каналу.

Защита программы от преднамеренного воздействия обеспечивается тем, что пользователь не имеет возможности изменять команды программы, обеспечивающие управление работой прибора и процессом измерений.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерения виброускорения на опорной частоте 159,2 Гц, м/с^2 : СКЗ пик размах	от 1,0 до 200 от 1,41 до 282 от 2,82 до 564
Диапазон измерения виброскорости на опорной частоте 159,2 Гц, мм/с : СКЗ пик размах	от 1,0 до 150 от 1,41 до 212 от 2,82 до 423
Диапазон измерения виброперемещения на опорной частоте 39,8 Гц, мкм : СКЗ пик размах	от 6,0 до 480 от 8,46 до 680 от 16,92 до 1360
Диапазон рабочих частот, Гц: виброускорение виброскорость виброперемещение	от 10 до 2 000 от 10 до 1 000 от 10 до 200
Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения виброускорения и виброскорости на опорной частоте 159,2 Гц, %	± 6
Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения виброперемещения на опорной частоте 39,8 Гц, %	± 10
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброускорения, %, не более: во всем диапазоне частот св. $2F_n$ до $0,8 F_v$ (где F_n – нижний предел диапазона частот, F_v – верхний предел диапазона частот)	+ 10; - 15 + 6; - 10
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброскорости, %, не более: во всем диапазоне частот св. $2F_n$ до $0,8 F_v$ (где F_n – нижний предел диапазона частот, F_v – верхний предел диапазона частот)	+10; -20 ± 10
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики при измерении виброперемещения во всем диапазоне частот, %, не более	± 20
Предел допускаемой относительной погрешности измерения вибрации в рабочем диапазоне температур, %	± 10
Условия эксплуатации: диапазон температур, $^{\circ}\text{C}$: для ВИП АС102-1А для ВИП РА023-А для измерительного блока БИ080 (БИ080-М)	от минус 10 до 70 от минус 10 до 60 от минус 10 до 40
Габаритные размеры, мм: ВИП АС102-1А ВИП РА023-А измерительный блок БИ080 (БИ080-М): высота $\times$ ширина $\times$ длина	диаметр 21 $\times$ 54 диаметр 26 $\times$ 69 170 $\times$ 60 $\times$ 32
Масса, г: ВИП АС102-1А ВИП РА023-А измерительный блок БИ080 (БИ080-М)	90 80 330

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Блок измерительный БИ080 (БИ080-М)	1 шт.
Вибропреобразователь пьезоэлектрический АС102-1А (РА023-А)	1 шт.
Блок питания	1 шт.
Щуп измерительный для ВИП	1 шт.
Магнит для ВИП	1 шт.
Кабель соединительный для ВИП (1,5м)	1 шт.
Сумка для прибора и принадлежностей	1 шт.
Руководство по эксплуатации с методикой поверки	1 экз.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к приборам виброизмерительным «ЯНТАРЬ» и «ЯНТАРЬ-М»

ГОСТ Р ИСО 7919 – 1 – 99 «Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования»;

ГОСТ ИСО 2954 – 9 «Вибрация машин с возвратно – поступательным и вращательным движением. Требования к средствам измерений»;

Технические условия ТУ 4277-006-54981193-02.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ДИАМЕХ 2000»
(ООО «ДИАМЕХ 2000»)

Юридический адрес: 109052, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Нижегородский, ул. Смирновская, д. 25, стр. 12, эт. 2, помещ. 01

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-08.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Регистрационный № 61806-15

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры лабораторные электронные ЛТ-300

Назначение средства измерений

Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (далее — термометры) предназначены для контактных измерений и контроля температуры жидких, сыпучих и газообразных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на измерении сопротивления чувствительного элемента датчика с последующим преобразованием его в значение температуры.

Термометры состоят из электронного блока и датчика температуры. Датчик температуры представляет собой погружной платиновый термопреобразователь сопротивления (с индивидуальной статической характеристикой преобразования (ИСХ)) в герметичном корпусе в виде щупа. Подключение датчика к электронному блоку возможно, как через разъемное, так и неразъемное соединение, с помощью кабеля-удлинителя.

Термометры выпускаются в нескольких модификациях, отличающихся материалом и конструкцией датчиков, также типом кабеля-удлинителя.

Отличительные особенности датчиков температуры в зависимости от модификации термометров и приведены в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение типа датчика	Конструктивное исполнение датчика
Н	Щуп из нержавеющей стали длиной от 90 до 550 мм. Диаметр щупа не превышает 3,3 мм.
Н-ТС ^(*)	Щуп из нержавеющей стали длиной от 90 до 550 мм с неразъемным соединением и термостойким кабелем-удлинителем. Диаметр щупа не превышает 3,3 мм.
Т	Щуп из титана длиной от 90 до 550 мм. Диаметр щупа не превышает 3,3 мм.
Ф	Щуп из нержавеющей стали длиной от 90 до 550 мм, покрытый фторопластом. Диаметр щупа не превышает 4,3 мм.
^(*) — термостойкий кабель-удлинитель нормально функционирует при температуре окружающей среды до 200 °С.	

Структура обозначения модификаций термометров имеет следующий вид:

ЛТ-300 - <длина датчика><тип датчика >, ТУ 4211-041-44229117-2015, где:

<длина датчика> — не указывается при длине щупа 240 мм;

<тип датчика> — Н, Н-ТС, Т или Ф.

Встроенный последовательный интерфейс позволяет подключать термометры к персональному компьютеру посредством кабеля связи. Градуировка термометров, запись и хранение результатов измерений в виде графиков и таблиц осуществляется с помощью автономного программного обеспечения «Thermochart», которое находится в свободном доступе для скачивания на сайте предприятия-изготовителя.

Заводской номер указан на маркировочной наклейке, расположенной на лицевой стороне электронного блока термометров. Конструкция термометров не предусматривает нанесение знака поверки на корпус электронного блока.

Фотографии общего вида термометров приведены на рисунках 1–3. Внешний вид разъемных и неразъемных соединений у термометров может отличаться от приведенных на фотографиях.

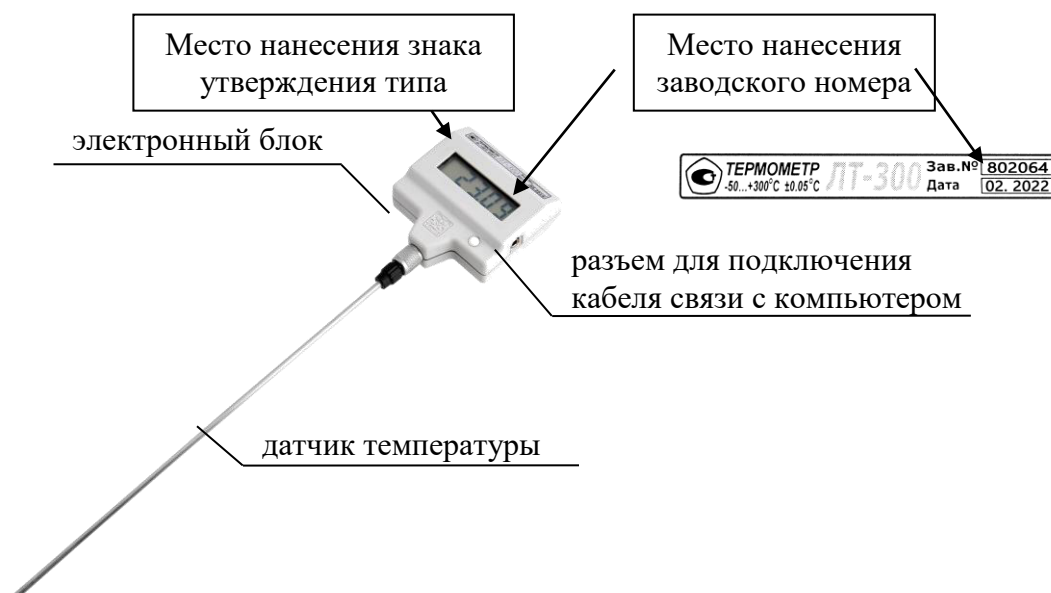


Рисунок 1 – Внешний вид термометра лабораторного электронного ЛТ-300 (модификаций -Н, -Т, -Ф) с непосредственным соединением датчика температуры к электронному блоку и с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера



Рисунок 2 – Внешний вид термометра модификаций -Н, -Т, -Ф с разъемным соединением датчика температуры к электронному блоку с помощью кабеля-удлинителя



Рисунок 3 – Внешний вид термометра модификаций -Н, -Н-ТС, -Т, -Ф с неразъемным соединением датчика температуры к электронному блоку

Пломбирование термометров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) термометров состоит из двух частей:

- встроенное метрологически значимое ПО, расположенное во внутренней памяти микроконтроллера электронного блока термометра, исключающее возможность его модификации через интерфейсы пользователя.
- автономное ПО «Thermochart», не являющееся метрологически значимым и предназначенное для персонального компьютера под управлением операционной системы Windows.

Основные функции встроенного ПО:

- управление процессом измерения сопротивления датчика, преобразование полученного значения в значение температуры и отображение его на жидкокристаллическом индикаторе;
- загрузка и хранение параметров датчика температуры;
- передача результатов измерений или параметров датчика температуры через последовательный интерфейс связи.

Основные функции автономного ПО:

- запись, отображение и хранение результатов измерений температуры в виде графиков или таблиц;
- считывание и загрузка в термометр индивидуальных градуировочных коэффициентов датчика температуры.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование встроенного ПО	software
Номер версии ПО, не ниже	1.2.0
Цифровой идентификатор ПО	недоступен

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений — «средний» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики термометров приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 — Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C: - для датчиков типа Н, Н-ТС и Т - для датчика типа Ф	от –50 до +300 от –50 до +200
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры (Δ) при погружении датчика на глубину не менее 75 мм, °C, в диапазоне: - от –50,00 до +199,99 °C - от +200,0 до +300,0 °C	±0,05 ±0,2
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности от изменения температуры окружающей среды (от нормальных условий измерений) в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °C, °C	$\pm 0,5 \cdot \Delta$
Цена единицы младшего разряда термометра, °C, в диапазоне: - от –50,00 до +199,99 °C - от +200,0 до +300,0 °C	0,01 0,1
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от +15 до +25 от 30 до 80

Таблица 4 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Питание термометра от двух элементов типа ААА с минимальным напряжением каждого элемента, В	1,4
Габаритные размеры, мм - электронного блока, не более - длина погружаемой части датчика - диаметр щупа датчиков типа Н, Н-ТС и Т, не более - диаметр щупа датчика типа Ф, не более	75×80×35 от 90 до 550 3,3 4,3
Масса термометра, кг, не более	0,2
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от +5 до +40 до 80
Время непрерывной работы, ч, не менее	2000
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	5000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную наклейку на электронный блок термометра и на титульный лист Руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность термометров приведена в таблице 5.

Таблица 5

Наименование	Обозначение	Количество
1 Блок электронный	ТКЛШ 5.422.004	1 шт.
2 Датчик температуры: - типа Н - типа Н-ТС - типа Т - типа Ф	ТКЛШ 6.036.002 ТКЛШ 6.036.002-09 ТКЛШ 6.036.002-10 ТКЛШ 6.036.002-11	1 шт.
3 Кабель-удлинитель ^(*)	ТКЛШ 4.853.002	1 шт.
4 Кабель связи с компьютером	ТКЛШ 4.853.003	1 шт.
5 Элемент питания ААА	покупное изделие	2 шт.
6 Руководство по эксплуатации	ТКЛШ 2.822.000 РЭ	1 экз.
Примечание: (*) — отсутствует у термометров с датчиком типа Н-ТС		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия;

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ТУ 4211-041-44229117-2015 Термометры лабораторные электронные ЛТ-300.
Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Термэкс» (ООО «Термэкс»)

ИНН 7018039587

Юридический адрес: 634507, г. Томск, п. Предтеченск, ул. Мелиоративная, д. 10А, стр. 1

Телефон: +7 (3822) 49-21-52, +7 (3822) 49-26-31

E-mail: termex@termexlab.ru

Web-сайт: www.termexlab.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Термэкс» (ООО «Термэкс»)

ИНН 7018039587

Адрес: 634507, г. Томск, п. Предтеченск, ул. Мелиоративная, д. 10А, стр. 1

Телефон: +7 (3822) 49-21-52, +7 (3822) 49-26-31

E-mail: termex@termexlab.ru

Web-сайт: www.termexlab.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.