

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90206-23

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ЭЛЬГАЗ-300

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ЭЛЬГАЗ-300 (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 в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах на территориях промышленных объектов, в шахтах и рудниках.

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 передачу их внешнему компьютеру и/или другим регистрирующим устройствам.

Газоанализаторы ЭЛЬГАЗ-300 комплектуются первичными измерительными преобразователями (сенсорами) следующих типов:

- термокаталитический (ТК), принцип действия которого основан на термохимической реакции горючих газов с кислородом воздуха на поверхности катализатора чувствительного элемента с выделением тепла и изменением электрического сопротивления сенсора;
- оптический (ИК), принцип действия которого основан на избирательном поглощении газами энергии в инфракрасной области спектра;
- электрохимический (ЭХ), принцип действия которого основан на возникновении ЭДС на электродах сенсора при химической реакции с измеряемыми газами;
- фотоионизационный (ФИ), принцип действия которого основан на УФ ионизации аналита с измерением тока ионизированных ионов.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение концентрации определяемого компонента;
- формирование унифицированного выходного аналогового токового сигнала 4 — 20 мА;
- формирование выходного цифрового сигнала по RS485 или RS232.

Газоанализаторы ЭЛЬГАЗ-300 могут использоваться в составе газоаналитических систем АГИС-М или в качестве самостоятельных средств измерений

Корпуса газоанализаторов изготавливаются из нержавеющей стали.

Заводской номер газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300, нанесенный термотрансферным методом, отображается на несъемном пленочном шильдике. Заводской номер газоанализаторов имеет цифровое обозначение. Шильдик фиксируется вдоль поверхности основания корпуса газоанализатора и доступен для обзора.

Нанесение знака поверки на корпус газоанализатора не предусмотрено. Пломбирование газоанализатора осуществляется для предотвращения скручивания. Способ пломбирования - нанесение на газоанализатор защитной наклейки.

Общий вид газоанализатора ЭЛЬГАЗ-300 представлен на рисунке 1. Общий вид шильдика представлен на рисунке 2.

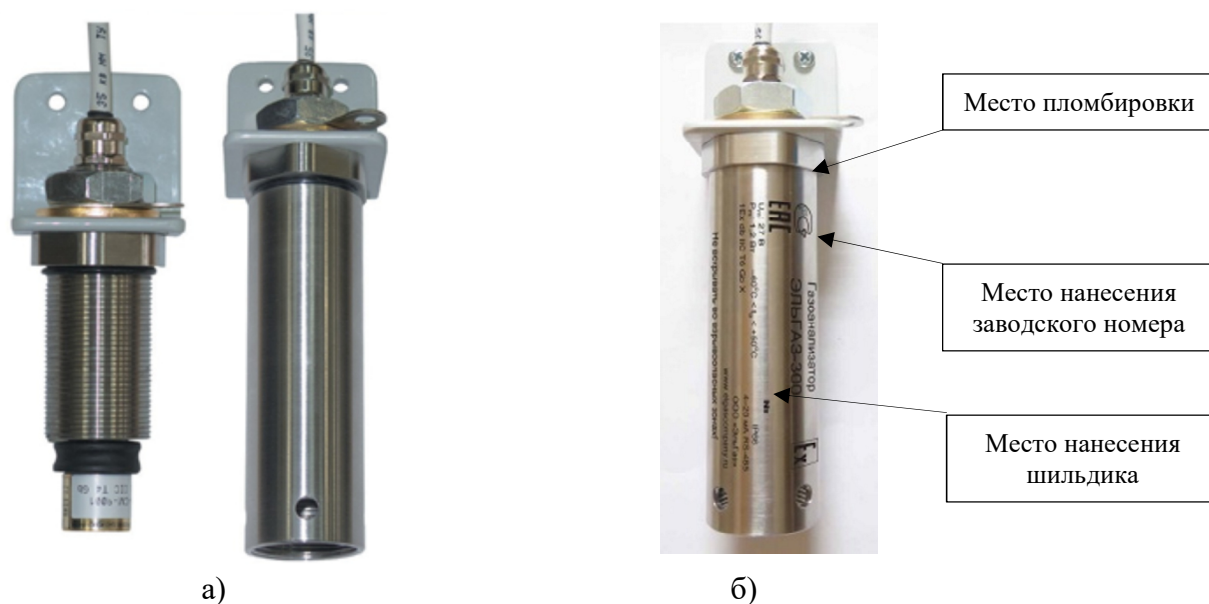


Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300
а) корпус без основания
б) корпус с основанием

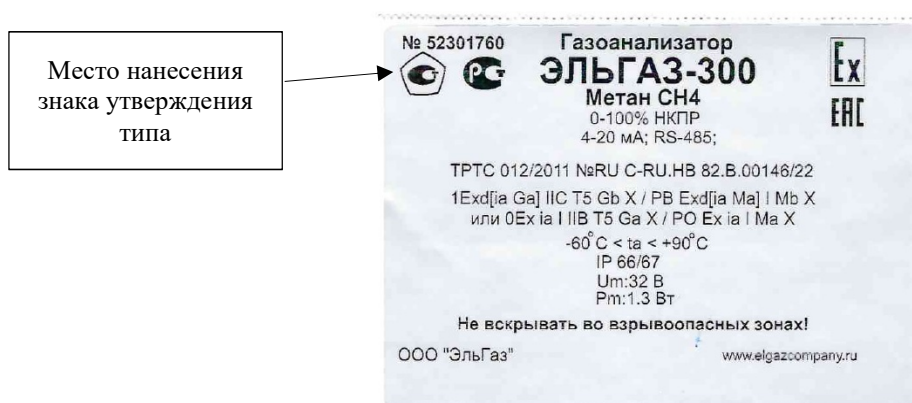


Рисунок 2 – Шильдик газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300

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 газоанализатора обеспечивает выполнение следующих функций:

- самодиагностику;

- обработку измерительной информации от первичного измерительного преобразователя;
- проведение градуировки газоанализатора;
- формирование аналогового и/или цифрового выходного сигнала.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ISMBX
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.07
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

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300 с электрохимическим (ЭХ) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; 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 включ. (от 0 до 5,74 включ.)	±20	–
		св. 3,0 до 20,0 (св. 5,74 до 38,3)	–	±20
	от 0 до 105 (от 0 до 200)	от 0 до 10,5 включ. (от 0 до 20,0 включ.)	±20	–
		св. 10,5 до 105 (св. 20,0 до 191)	–	±20
Азота оксид (NO)	от 0 до 30,0 (от 0 до 37,4)	от 0 до 5,0 включ. (от 0 до 6,24 включ.)	±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 включ. (от 0 до 37,4 включ.)	±20	–
		св. 30,0 до 300 (св. 37,4 до 374)	–	±20

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, $\text{млн}^{-1}/(\text{мг}/\text{м}^3)$; объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Аммиак (NH_3)	от 0 до 100 (от 0 до 70,8)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 7,08 включ.)	± 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 включ. (от 0 до 21,2 включ.)	± 15	—
		св. 30 до 300 (св. 21,2 до 212)	—	± 15
	от 0 до 500 (от 0 до 354)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 35,4 включ.)	± 15	—
		св. 50 до 500 (св. 35,4 до 354)	—	± 15
	от 0 до 1000 (от 0 до 708)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 70,8 включ.)	± 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 включ. (от 0 до 8,38 включ.)	± 15	—
		св. 100 до 1000 (св. 8,38 до 83,7)	—	± 15
	от 0 до 20000 (от 0 до 1676)	от 0 до 1000 включ. (от 0 до 83,7 включ.)	± 10	—
		св. 1000 до 20000 (св. 83,7 до 1676)	—	± 10
Водород фтористый (HF)	от 0 до 10,0 (от 0 до 8,31)	от 0 до 1,0 включ. (от 0 до 0,83 включ.)	± 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 включ. (от 0 до 6,06 включ.)	± 20	—
		св. 4,0 до 20,0 (св. 6,06 до 30,3)	—	± 20
Кислород (O_2)	от 0 до 10,0	от 0 до 1,0 включ.	± 5	—
		св. 1,0 до 10,0	—	± 5
	от 0 до 30,0	от 0 до 15 включ.	± 5	—
		св. 15 до 30	—	± 5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0 включ.	± 5	—
		св. 10,0 до 100	—	± 5
Метанол (CH_3OH)	от 0 до 20,0 (от 0 до 26,6)	от 0 до 4,0 включ. (от 0 до 5,34 включ.)	± 20	—
		св. 4,0 до 20,0 (св. 5,34 до 26,6)	—	± 20

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 50 (от 0 до 66,6)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±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 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 13,3 до 133)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 399)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 39,9 включ.)	±20	–
		св. 30 до 300 (св. 39,9 до 399)	–	±20
	от 0 до 1000 (от 0 до 1332)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 133 включ.)	±20	–
		св. 100 до 1000 (св. 133 до 1332)	–	±20
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 10,0 (от 0 до 20,0)	от 0 до 1,0 включ. (от 0 до 2,0 включ.)	±20	–
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,0 до 20,0)	–	±20
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 7,1 (от 0 до 10,0)	от 0 до 2,1 включ. (от 0 до 3,0 включ.)	±15	–
		св. 2,1 до 7,1 (св. 3,0 до 10,1)	–	±15
	от 0 до 10,0 (от 0 до 14,17)	от 0 до 3,0 включ. (от 0 до 4,25 включ.)	±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 включ., (от 0 до 10,1 включ.)	±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 включ. (от 0 до 7,08 включ.)	±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 включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±15	–
		св. 10,0 до 50 (св. 14,2 до 70,8)	–	±15
	от 0 до 100 (от 0 до 142)	от 0 до 20,0 включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±10	–
		св. 20,0 до 100 (св. 14,2 до 142)	–	±10
	от 0 до 300 (от 0 до 425)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 42,5 включ.)	±10	–
		св. 30 до 300 (св. 42,5 до 425)	–	±10
	от 0 до 1000 (от 0 до 1416)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 142включ.)	±10	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
		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 включ. (от 0 до 7,99 включ.)	±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 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±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 включ., (от 0 до 26,6 включ.)	±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 включ. (от 0 до 79,9включ.)	±10	—
		св. 30,0 до 300 (св. 79,9 до 799)	—	±10
	от 0 до 1000 (от 0 до 2663)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 266 включ.)	±10	—
		св. 100 до 1000 (св. 266 до 2663)	—	±10
Углерода оксид (CO)	от 0 до 50 (от 0 до 58,2)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 11,6 включ.)	±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 включ. (от 0 до 11,6 включ.)	±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 включ. (от 0 до 34,9 включ.)	±10	—
		св. 30 до 300 (св. 34,9 до 349)	—	±10
	от 0 до 1000 (от 0 до 1164)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116 включ.)	±10	—
		св. 100 до 1000 (св. 116 до 1164)	—	±10
	от 0 до 5000 (от 0 до 5822)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 582 включ.)	±10	—
		св. 500 до 5000 (св. 582 до 5822)	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Формальдегид (H ₂ CO)	от 0 до 20,0 (от 0 до 25,2)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,63 включ.)	±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 включ. (от 0 до 2,95 включ.)	±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 включ. (от 0 до 14,8 включ.)	±20	—
		св. 5,0 до 30,0 (св. 14,8 до 88,5)	—	±20
Этанол (C ₂ H ₅ OH) (этиловый спирт)	от 0 до 600 (от 0 до 1149)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 192 включ.)	±20	—
		св. 100 до 600 (св. 192 до 1149)	—	±20
	от 0 до 1800 (от 0 до 3447)	от 0 до 300 включ., (от 0 до 574 включ.)	±20	—
		св. 300 до 1800 (св. 574 до 3447)	—	±20
	от 0 до 3500 (от 0 до 6703)	от 0 до 500 включ., (от 0 до 958 включ.)	±20	—
		св. 500 до 3500 (св. 958 до 6703)	—	±20
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 10,0 (от 0 до 25,8)	от 0 до 1,0 включ., (от 0 до 2,58 включ.)	±20	—
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,58 до 25,8)	—	±20
1) приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300 с оптическим (ИК) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации 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 включ. (от 0 до 2,2 включ.)	± 3 (± 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 включ.	±0,5	–
		св. 10,0 до 100	–	±5
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 включ.)	±3(±0,05)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	–	±5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0 включ.	±0,3	–
		св. 10,0 до 100	–	±5
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±5(±0,14)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	–	±10
Ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,15 включ.)	±5(±0,12)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	–	±10
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,5)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,25 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,5 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,6 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,7включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±3(±0,04)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	–	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
1-бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,8включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,8 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,43 включ.)	±3(±0,02)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,43 до 0,85)	—	±10
Диметиловый эфир(C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,35 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±5(±0,14)	—
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	—	±10
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 3,1 включ.)	±5(±0,31)	—
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,0 включ.)	±5(±0,1)	—

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 6,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 3,0 включ.)	±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 включ. (от 0 до 2,05 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,75 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,75 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,35 включ.)	±5 (±0,04)	—
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,4 включ.)	±5 (±0,04)	—
Пары Бензина ¹⁾²⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	—
Пары керосина ¹⁾³⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	—
Пары дизельного топлива ¹⁾⁴⁾	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 включ. (от 0 до 0,55 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,0 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,95 включ.)	±5 (±0,1)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,95 до 1,9)	—	±10
CxHy — Сумма углеводородов по метану	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 включ. (от 0,0 до 2,2 включ.)	±3(±0,13)	—
		св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
СхНу — Сумма углеводородов по пропану	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0,0 до 0,85 включ.)	±3 (±0,05)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	—	±10
СхНу — Сумма углеводородов по гексану	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0,0 до 0,5 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±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 включ.	±0,05	—
		св. 0,5 до 2,5	—	± 10
	от 0 до 5	от 0 до 1,0 включ.	±0,2	—
		св. 1,0 до 5,0	—	± 10
	от 0 до 100	от 0 до 10 включ.	± 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 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±5 (±0,07)	—
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±5 (±0,05)	—
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	—	±10
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,2 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,2 включ.)	±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
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±5 (±0,14)	—
		св. 50 до 100	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной %
				(св. 1,4 до 2,8)
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,0 включ.)	±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 включ. (от 0 до 0,4 включ.)	±5 (±0,04)	—
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,15 включ.)	±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 включ. (от 0 до 1,3 включ.)	±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;				
1) — 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:				
2) — пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;				
3) — пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;				
4) — пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.				

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300 с термокаталитическим (ТК) сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации 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)
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)

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
Пары Бензина ^{1) 2)}	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары Керосина ^{1) 3)}	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары дизельного топлива ^{1) 4)}	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)

¹⁾ – 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;

³⁾ – Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида:

⁴⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;

⁵⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;

⁶⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов ЭЛЬГАЗ-300 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 включ.	±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 включ.	±20	—
		св. 200 до 2000	—	±20
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 1000	—	±20
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 1000	—	±20
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 20		±20	—
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±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 включ.	±20	—
		св. 200 до 8000	—	±20
Пары углеводородов (по изобутилену)	от 0 до 40		±20	—
	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары бензина ^{2) 3)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары керосина ^{2) 4)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20
Пары топлива дизельного ^{2) 5)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	—
		св. 100 до 2000	—	±20

¹⁾ - приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений;
²⁾ -Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида:
³⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;
⁴⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;
⁵⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;
⁶⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С относительно нормальных условий измерений ¹⁾ , в диапазоне условий эксплуатации, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:	± 0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды в диапазоне условий эксплуатации на каждые 10 % относительно нормальных условий измерений ¹⁾ , в долях от предела допускаемой основной погрешности	± 0,5
Предел вариации выходного сигнала в долях от предела допускаемой основной погрешности, не более	0,5
¹⁾ - нормальные условия измерений (температура окружающего воздуха от 15 °С до 25 °С; относительная влажность окружающего воздуха от 30 % до 80 %; атмосферное давление от 98,0 до 104,6 кПа)	

Таблица 7 – 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
Параметры электрического питания:	
- напряжение постоянного тока от внешнего источника, В	от 12 до 26 или от 12 до 32
Потребляемая мощность, В·А, не более:	1,3
Выходные сигналы:	
- цифровой	RS485, RS232
- аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
Габаритные размеры (диаметр×длина), мм, не более:	42×200
Масса, кг, не более:	1,5
Условия эксплуатации:	
атмосферное давление, кПа	от 80 до 120
относительная влажность (без конденсации), %	от 30 до 98
температура окружающей среды, °С	
- ЭЛЬГАЗ-300 с ТК сенсором;	от – 60 до + 85
- ЭЛЬГАЗ-300 с ИК сенсором;	от – 60 до + 90
- ЭЛЬГАЗ-300 с ЭХ сенсором;	от – 40 до + 60
- ЭЛЬГАЗ-300 с ФИ сенсором;	от – 60 до + 60
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
Маркировка взрывозащиты:	
- ЭЛЬГАЗ-300 с ТК сенсором;	1Exd [iaGa] IICt4 GbX PB Ex d [ia Ma] I Mb X

Наименование характеристики	Значение
- ЭЛЬГАЗ-300 с ИК сенсором;	0 Ex ia IIB T5 Ga X PO Ex ia I Ma X или 1Ex d [ia Ga] IIC T5 Gb X PB Ex d [ia Ma] I Mb X
- ЭЛЬГАЗ-300 с ЭХ или ФИ сенсором;	0 Ex ia IIB T6 Ga X PO Ex ia I Ma X или 1Exd [iaGa] IIC T6 GbX PB Ex d [ia Ma] I Mb X
Степень защиты ЭЛЬГАЗ-300 по ГОСТ 14254-2015	IP66/67
¹⁾ – время установления показаний для прогретого и готового к работе газоанализатора. ²⁾ – для сенсора без пылевого фильтра.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорт газоанализатора ЭЛЬГАЗ-300 и на шильдик средства измерений.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность газоанализатора ЭЛЬГАЗ-300

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор с кабелем подключения длиной до 10 м	ЭЛЬГАЗ-300	1 шт.
Паспорт	ПС	1экз.
Руководство по эксплуатации	ФРПГ.03.00.000 РЭ	1экз.
Методика поверки	-	1экз.
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
Комплект монтажный на трубу	КМ	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ФРПГ.03.00.000 РЭ (раздел 11 «ПОРЯДОК РАБОТЫ»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений:

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

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

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;

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 26.51.53-014-38208834-2022 Газоанализаторы ЭЛЬГАЗ-300. Технические условия.

Правообладатель

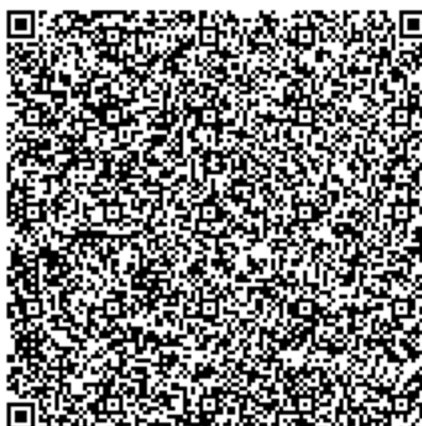
Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)
ИНН 7723823538
Юридический адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 17, стр. 3
Тел.: +7 (495) 128-00-60; Факс: +7 (499) 643-83-75
Сайт: www.elgascompany.ru
E-mail: info@elgascompany.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)
ИНН 7723823538
Юридический адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 17, стр. 3
Адрес места осуществления деятельности: 123308, г. Москва, пр-кт Маршала Жукова, д. 4, стр. 1, эт. 3, помещ. 10
Сайт: www.elgascompany.ru
E-mail: info@elgascompany.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимsert» (АО «Центрохимsert»)
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Электролитный пр-д, д. 1, к. 4, эт. 2, ком. 208
Адрес места осуществления деятельности: 129226, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 12А
Тел. (факс): +7 (499) 750-21-51;
E-mail: chemsert@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30081-12.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы лазерные LGA

Назначение средства измерений

Газоанализаторы лазерные LGA (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для измерения объемной доли аммиака и кислорода в газовых средах.

Описание средства измерений

К настоящему типу средств измерений относятся газоанализаторы следующих модификаций LGA-4100 и LGA-4500, которые отличаются конструкцией и различными формами установки.

Принцип действия газоанализаторов – спектроскопия однолинейного молекулярного поглощения. Диодный лазер излучает луч света, проходящий через анализируемую среду и детектируемый модулем приёмника. Длина волны лазерного луча настраивается на характерную длину поглощения определяемого компонента.

Газоанализатор модификации LGA-4100 представляет собой интегрированную модульную конструкцию, состоящую из пускового блока и приемного блока

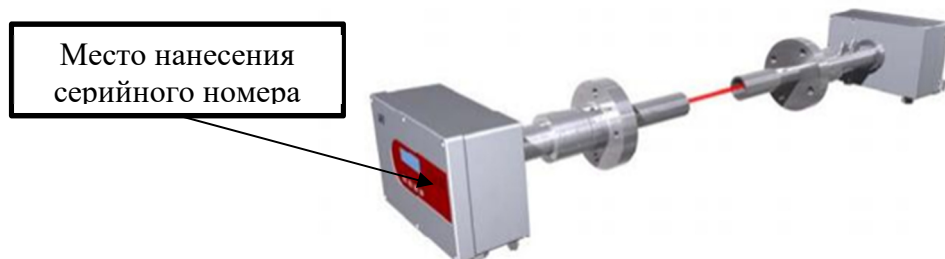
Газоанализатор модификации LGA-4500 представляет собой интегрированную модульную конструкцию, состоящую из пускового блока, лазерной установки пускового терминала, приемного блока, датчика приемника, блока контроля положительного давления и газовой камеры.

Газоанализаторы обеспечивают выходные сигналы:

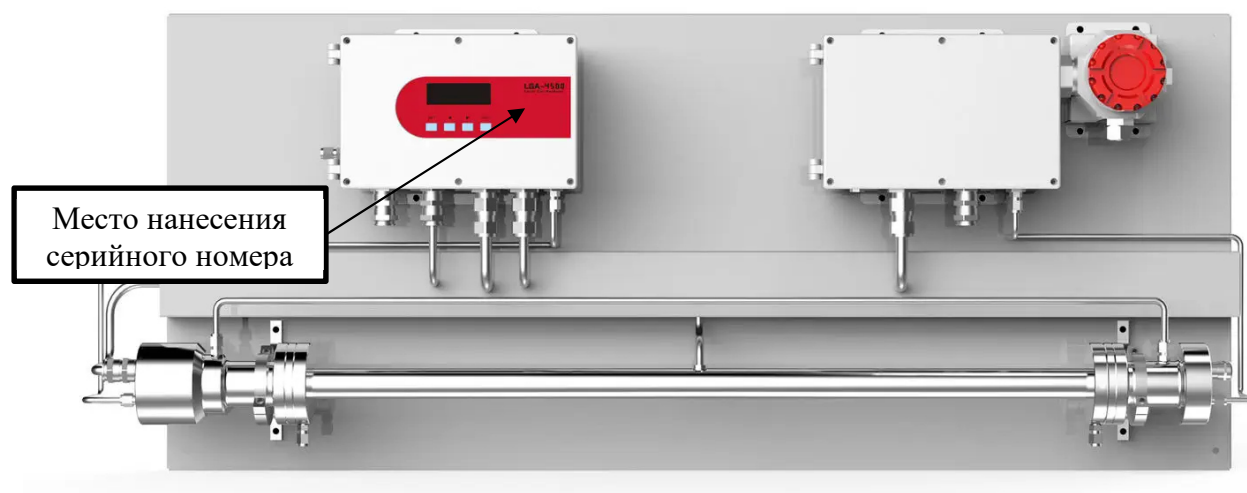
- аналоговый выход от 4 до 20 мА;
- цифровой RS485, RS-232, Bluetooth (опциональный), GPRS(опциональный);
- релейный выход.

Нанесение знака поверки на средство измерений и пломбирование не предусмотрено. Серийный номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится способом гравировки на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 1.

Общий вид газоанализаторов с указанием места нанесения серийного номера приведены на рисунке 1.



а) модификация LGA-4100



б) модификация LGA-4500

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов с указанием места нанесения серийного номера.

Программное обеспечение

Уровень защиты встроенного 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.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LGA4000
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	IFB.100D.V1A.005
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности, %
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 %	±5
	от 0 до 6 %	±3
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹	±10
	от 0 до 20 млн ⁻¹	±7,5
	от 0 до 30 млн ⁻¹	±7,5
	от 0 до 200 млн ⁻¹	±7,5
Время установления показаний T _{0,9} , не более 20 секунд.		

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний газоанализатора, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -30 до +15 °С включ. и св. +25 до +60 °С на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,2

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - модификация LGA-4100 напряжение постоянного тока, В напряжение переменного тока (опционально), В - модификация LGA-4500 напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	24 220 от 100 до 240 от 48 до 63
Потребляемая мощность, В·А, не более: - модификация LGA-4100 - модификация LGA-4500	20 20
Габаритные размеры (высота × ширина × длина), мм, не более: - модификация LGA-4100 (блок излучателя, блок приемника) - модификация LGA-4500	188×118×288 1600×1550×450
Масса, кг, не более: - модификация LGA-4100 - модификация LGA-4500	36 350
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, (без конденсации влаги), % не более - атмосферное давление, кПа	от -30 до +60 90 от 84 до 106,7
Время прогрева, мин, не более	15
Маркировка взрывозащиты	1Ex db op is pxb IIC T5 Gb X
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч	17520

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор лазерный	LGA ¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Инструмент для градуировки и поверки ²⁾	-	1 шт.
¹⁾ – Модификация согласно заказу; ²⁾ – только для модификации LGA-4100.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Принцип измерения» документов «Газоанализаторы лазерные LGA (модификация LGA-4100). Руководство по эксплуатации» и «Газоанализаторы лазерные LGA (модификация LGA-4500). Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Техническая документация изготовителя Focused Photonics (Hangzhou), Inc., Китай.

Правообладатель

Focused Photonics (Hangzhou), Inc., Китай

Адрес: 310052, No.760 Bin'an Road, Binjiang District, Hangzhou City, Zhejiang Province, P.R. China

Телефон/Факс: 400 7007 55

E-mail: tech_support@fpi-inc.com

Изготовитель

Focused Photonics (Hangzhou), Inc., Китай

Адрес: 310052, No.760 Bin'an Road, Binjiang District, Hangzhou City, Zhejiang Province, P.R. China

Телефон/Факс: 400 7007 55

E-mail: tech_support@fpi-inc.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

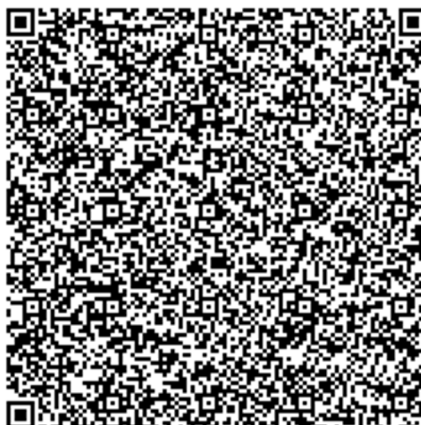
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90208-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Сенсон-В-4000

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Сенсон-В-4000 (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывного автоматического измерения концентраций горючих и токсичных газов, а также кислорода и диоксида углерода в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термokatалитический основан на тепловых эффектах протекающих химических реакций;
- электрохимический основан на изменении электрических параметров электродов, находящихся в контакте с электролитом, в присутствии определяемого газа;
- оптический (инфракрасный) основан на поглощении молекулами определяемого газа энергии светового потока в инфракрасной области спектра;
- фотоионизационный основан на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии;
- полупроводниковый основан на изменении проводимости полупроводникового чувствительного элемента при воздействии анализируемого газа.

Газоанализаторы представляют собой автоматические портативные, индивидуальные, многоканальные газоанализаторы непрерывного действия.

Газоанализаторы состоят из пластикового корпуса, черного или оранжевого цвета, в котором могут быть установлены от одного до четырех сменных сенсоров, микропроцессор, устройство сигнализации и блок аккумуляторов. Встроенный микропроцессор управляет всем процессом измерений и преобразует сигналы сенсоров в показания на дисплее. На корпусе размещены: жидкокристаллический (цветной) цифровой дисплей с подсветкой, кнопки управления.

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

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение концентрации определяемого компонента и отображение измеренных значений на дисплее;
- автоматическая или принудительная градуировка нуля;
- самодиагностика при включении и во время работы;

- сигнализация (звуковая, световая, вибрация) при выходе за установленные пороги;
- сохранение в энергонезависимой памяти архива значений содержания определяемого компонента по каждому измерительному каналу, даты и времени измерения значений;
- измерение среднесменного значения ПДК с записью результатов во внутреннюю энергонезависимую память прибора;
- режим сохранения энергии - переход в "спящий режим" при нормальной работе;
- передача данных о значениях концентрации определяемого компонента по беспроводному цифровому каналу (WiFi, Bluetooth, LoraWan, IR и другие) или радиоканалу;
- GPS (ЭРА ГЛОНАСС).

Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведены на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на идентификационную табличку в месте, указанном на рисунке 1.



а) в оранжевом корпусе



б) в черном корпусе

Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение «SensV4000» (далее - ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов. ПО выполняет следующие основные функции:

- расчет содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на цифровом дисплее;
- самодиагностика;
- сравнение измерительных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигнала о достижении этих уровней;
- проведение градуировки газоанализатора;
- контроль целостности программных кодов ПО, калибровочных констант;
- контроль внутренних параметров газоанализатора (заряд батареи).

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.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование характеристики	Значение
Идентификационное наименование ПО	SensV4000
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ³⁾ погрешности, %		Время установления показаний Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ ⁽⁴⁾ (от 0 до 38 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±25	-	30
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 191 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±25	-	40
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	-	±20	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3817 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±20	-	60
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ³⁾ погрешности, %		Время установления показаний T _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Оксид азота (NO)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (4) (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-	30
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 311 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±15	-	40
		св. 30 до 250 млн ⁻¹	-	±15	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2490 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	-	60
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±15	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (4) (от 0 до 62 мг/м ³)	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±25	-	40
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	-	±20	
	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 311 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	-	45
		св. 200 до 500 млн ⁻¹	-	±10	
	от 0 до 2500 млн ⁻¹ (от 0 до 1556 мг/м ³)	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±10	-	60
		св. 300 до 2500 млн ⁻¹	-	±10	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (4) (от 0 до 28 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-	30
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 141 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	±20	-	30
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	-	±10	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1414 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±10	-	45
		св. 200 до 1000 млн ⁻¹	-	±10	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (4) (от 0 до 53 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±10	-	30
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±10	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±10	-	60
		св. 40 до 100 млн ⁻¹	-	±10	

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ³⁾ погрешности, %		Время установления показаний T _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 200 млн ⁻¹⁽⁴⁾ (от 0 до 349 мг/м ³)	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±15	-	25
		св. 40 до 200 млн ⁻¹	-	±15	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹⁽⁴⁾ (от 0 до 1162 мг/м ³)	от 0 до 300 млн ⁻¹ включ.	±15	-	30
		св. 300 до 1000 млн ⁻¹	-	±10	
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 20 млн ^{-1 (4)} (от 0 до 59 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±25	-	60
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 20 млн ^{-1 (4)} (от 0 до 30 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 300 млн ⁻¹⁽⁴⁾ (от 0 до 573 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±25	-	60
		св. 50 до 300 млн ⁻¹	-	±25	
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 20 млн ^{-1 (4)} (от 0 до 27 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-	45
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±25	-	90
		св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±25	
Формальдегид (H ₂ CO)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±25	-	45
		св. 1 до 20 млн ⁻¹	-	±25	
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 56 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±25	-	90
		св. 0,5 до 50 млн ⁻¹	-	±25	
Водород (H ₂)	от 0 до 4 %	от 0 до 2 % включ.	±10	-	30
		св. 2 до 4 %	-	±10	
Кислород (O ₂)	от 0 до 30 %	от 0 до 10 % включ.	±5	-	20
		св. 10 до 30 %	-	±5	
Озон (O ₃)	от 0 до 0,10 млн ⁻¹ (от 0 до 0,20 мг/м ³)	от 0 до 0,10 млн ⁻¹	±25	-	60
	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹	±25	-	60

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ³⁾ погрешности, %		Время установления показаний Т _{0,9} , с
		приведенной ²⁾	относительной	
¹⁾ Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C=X \cdot M/V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль; ²⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу поддиапазона измерений; ³⁾ При нормальных условиях измерений: - диапазон температуры окружающей среды от +15°С до +25 °С; - диапазон относительной влажности окружающей среды от 30% до 80 %; - диапазон атмосферного давления от 97,3 до 105,3 кПа. ⁴⁾ Предназначен для контроля ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (в нормальных условиях измерений) при условии присутствия в контролируемой воздушной среде только одного соответствующего измеряемого вещества.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с термокаталитическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности
Водород (H ₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,0 %)	±5 % НКПР (±0,2 %)
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 %)
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,25 %)	±5 % НКПР (±0,13 %)
Пропан (C ₃ H 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 %)
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,7 %)	±5 % НКПР (±0,07 %)
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,65 %)	±5 % НКПР (±0,07 %)
Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,7 %)	±5 % НКПР (±0,07 %)
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,5 %)	±5 % НКПР (±0,05 %)
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,15 %)	±5 % НКПР (±0,12 %)

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	±5 % НКПР (±0,1 %)
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,25 %)	±5 % НКПР (±0,13 %)
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,6 %)	±5 % НКПР (±0,06 %)
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,55 %)	±5 % НКПР (±0,06 %)
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,55 %)	±5 % НКПР (±0,16 %)
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 5,5 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,7 %)	±5 % НКПР (±0,3 %)
Пары углеводородов СН (C ₂ -C ₁₀) (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 %)
Пары бензина ³⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР
Пары керосина ⁴⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР
Пары дизельного топлива ⁵⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР

¹⁾ Значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020;

²⁾ При нормальных условиях измерений:

- диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С;
- диапазон относительной влажности окружающей среды от 30 % до 80 %;
- диапазон атмосферного давления от 97,3 до 105,3 кПа.

³⁾ Пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, 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;

Время установления показаний T_{0,9} не более 10 секунд.

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли (%) или дозврывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли (%) или дозврывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности	
			абсолютной	относительной
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	±5 % НКПР (±0,22 %)	-
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	±5 % НКПР (±0,13 %)	-
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	±5% НКПР (±0,09 %)	-
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5% НКПР (±0,07 %)	-
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	±5% НКПР (±0,07 %)	-
Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,7 %)	±5% НКПР (±0,04 %)	-
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	±5% НКПР (±0,05 %)	-
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,15 %)	±5% НКПР (±0,12 %)	-
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,0 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	±5% НКПР (±0,10 %)	-
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,5 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,25 %)	±5% НКПР (±0,13 %)	-
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,6 %)	±5% НКПР (±0,06 %)	-
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,55 %)	±5% НКПР (±0,06 %)	-
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 3,1 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,55 %)	±5% НКПР (±0,16 %)	-
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 5,5 %)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,7 %)	±5% НКПР (±0,3 %)	-
Пары углеводородов СН (C ₂ -C ₁₀) (по пропану)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	±5% НКПР (±0,09 %)	-
Пары бензина ³⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР	-
Пары керосина ⁴⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР	-
Пары дизельного топлива ⁵⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5% НКПР	-

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли (%) или дозрывоопасной концентрации (% НКПР) определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности	
			абсолютной	относительной
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1%	-
		св. 2,0 до 5,0 %	-	±5 %
¹⁾ Значения НКПР указаны в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020; ²⁾ При нормальных условиях измерений: - диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С; - диапазон относительной влажности окружающей среды от 30 % до 80 %; - диапазон атмосферного давления от 97,3 до 105,3 кПа. ³⁾ Пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, 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; Время установления показаний T_{0,9} не более 20 секунд				

Таблица 5 - Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности, %	
			приведенной ³⁾	относительной
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 40 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 40 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 4713 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	-
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±15
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 241 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2409 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±15
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 0,1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Арсин (AsH ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 0,1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 32 мг/м ³)	от 0 до 4,6 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 4,6 до 10 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3240 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±15
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 76 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3822 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±15

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности, %	
			приведенной ³⁾	относительной
1,3-диметилбензол (м-ксилол) [m-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св.5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±15
1,2-диметилбензол (о-ксилол) [o-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св.5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±15
1,4-диметилбензол (п-ксилол) [p-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св.5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±15
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 216 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±25
Изопропанол (i-C ₃ H ₇ ОН)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 125 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±25
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3655 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 20 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 18 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Пары углеводородов СН (C ₂ -C ₁₀) (по пропану)	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 73 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 40 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3659 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 20 до 2000 млн ⁻¹	-	±25

¹⁾ Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию С, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где С – массовая концентрация компонента, мг/м³; М – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль;

²⁾ При нормальных условиях измерений:

- диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С;
- диапазон относительной влажности окружающей среды от 30 % до 80 %;
- диапазон атмосферного давления от 97,3 до 105,3 кПа.

³⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений; Время установления показаний T_{0,9} не более 30 секунд

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов с полупроводниковым сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности, %	
			приведенной ³⁾	относительной
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 40 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 40 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 4713 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±15	-
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±15
Метан (CH ₄)	от 0 до 7000 млн ⁻¹	от 0 до 7000 млн ⁻¹	±15	
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 241 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2409 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 0,1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Фенол (C ₆ H ₅ OH)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 32 мг/м ³)	от 0 до 4,6 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 4,6 до 10 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3240 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 76 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3822 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
1,3-диметилбензол (м-ксилол) [m-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
1,2-диметилбензол (о-ксилол) [o-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
1,4-диметилбензол (п-ксилол) [p-C ₈ H ₁₀]	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4404 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	±25
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 216 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±25
Изопропанол (i-C ₃ H ₇ OH)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 125 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±25
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3655 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 20 до 1000 млн ⁻¹	-	±25

Определяемый компонент	Диапазон измерений ¹⁾ массовой концентрации (мг/м ³) или объемной доли (млн ⁻¹) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности, %	
			приведенной ³⁾	относительной
Оксид этилена (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 18 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±25
Пары углеводородов СН (C ₂ -C ₁₀) (по пропану)	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 73 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 5 до 40 млн ⁻¹	-	±25
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3659 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±25	-
		св. 20 до 2000 млн ⁻¹	-	±25

¹⁾ Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль;

²⁾ При нормальных условиях измерений:

- диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С;
- диапазон относительной влажности окружающей среды от 30 % до 80 %;
- диапазон атмосферного давления от 97,3 до 105,3 кПа.

³⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений; Время установления показаний T_{0,9} не более 30 секунд

Таблица 7 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С в диапазоне условий эксплуатации от -40°С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +50 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности для сенсоров:	
- электрохимический, оптический, фотоионизационный, полупроводниковый	±0,7
- термокаталитический	±0,5
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более	155×75×40
Масса, кг, не более	0,340
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
– относительная влажность (без конденсации влаги), %	от 20 до 98
– атмосферное давление, кПа	от 70 до 130
Номинальное напряжение питания постоянного тока от литий-ионного аккумулятора, подзаряжаемого, В	3,7
Максимальное напряжение питания постоянного тока от литий-ионного аккумулятора, подзаряжаемого, В	4,2
Интервал времени непрерывной работы без подзарядки аккумулятора при нормальных условиях, ч, не менее	24

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP68
Ех маркировка	PO Ex ia I Ma X 0Ex ia IIC T4 Ga X 1Ex da ia IIC T4 Gb X
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка до отказа, ч ¹⁾	16000
¹⁾ – Без учета чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на идентификационную табличку на корпусе газоанализатора методом химически стойкой термопечати или гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	Сенсон-В-4000	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТЦВА.413735.035 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТЦВА.413735.035 ПС	1 экз.
Калибровочная насадка	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Описание прибора» документа «ТЦВА.413735.035 РЭ Газоанализаторы Сенсон-В-4000. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ТУ 26.51.53-007-17182181-2021 Газоанализаторы Сенсон-В-4000. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7731481013

Юридический адрес: 123592, г. Москва, ул. Кулакова, д. 20, стр. 1Г, помещ. XIV, эт. 3, ком. 10, 11, 52-57

Телефон: +7 (495) 799-44-50

Web-сайт: www.senson.ru

E-mail: info@senson.ru

Изготовитель

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

ИНН 7731481013

Адрес: 123592, г. Москва, ул. Кулакова, д. 20, стр. 1Г, помещ. XIV, эт. 3, ком. 10, 11, 52-57

Телефон: +7 (495) 799-44-50

Web-сайт: www.senson.ru

E-mail: info@senson.ru

Испытательный центр

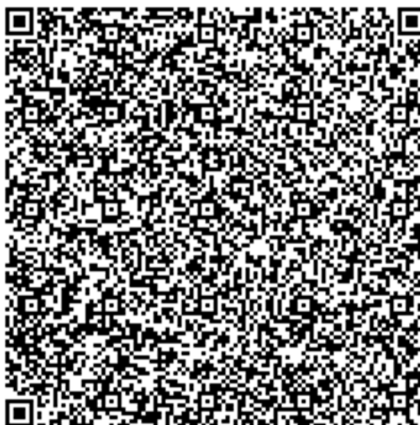
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90209-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализатор 973-SF₆

Назначение средства измерений

Анализатор 973-SF₆ (далее – анализатор) предназначен для измерений влажности газа (температуры точки росы), объемной доли гексафторида серы (SF₆, элегаз) и диоксида серы (SO₂) в распределительных устройствах с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и других высоковольтных установках.

Описание средства измерений

Принцип действия анализатора 973-SF₆, сер. № 21-0601, основан на измерении температуры, при которой происходит конденсация влаги и элегаза на охлаждаемой зеркальной поверхности измерительной головки. По температуре конденсации, которая зависит от концентрации водяного пара, оценивается влажность и объемная доля элегаза. Принцип действия модуля диоксида серы – электрохимический.

Отбор пробы осуществляется с помощью встроенного насоса.

Анализатор представляет собой автономный блок и выпущен в корпусе настольного исполнения, рассчитанном на переноску. Анализатор комплектуется двумя сменными модулями диоксида серы с разными диапазонами измерений.

Результаты измерений выводятся на жидкокристаллический дисплей с функцией сенсорного экрана, расположенный на передней панели анализатора. Электрическое питание анализатора осуществляется от сети.

Анализатор имеет возможность сохранения результатов измерений во внутренней памяти прибора и передачи результатов измерений на ПК в протокол Excel с помощью интерфейса RS-232.

На лицевой панели анализатора расположены:

- жидкокристаллический дисплей с функцией сенсорного экрана;
- измерительная головка;
- цифровая клавиатура для ввода данных.

На задней панели анализатора расположены:

- кнопка включения/ выключения;
- разъем для подачи анализируемой газовой смеси;
- сменный модуль диоксида серы;
- вентилятор;
- разъем для подключения электрического питания.

Анализатор оснащен системой возвращения газа, с помощью которой анализируемый газ может храниться в отсеке внутри устройства на протяжении процесса измерений. По завершению процесса измерения газ может быть закачан автоматически или вручную обратно в распределительное устройство или другую емкость.

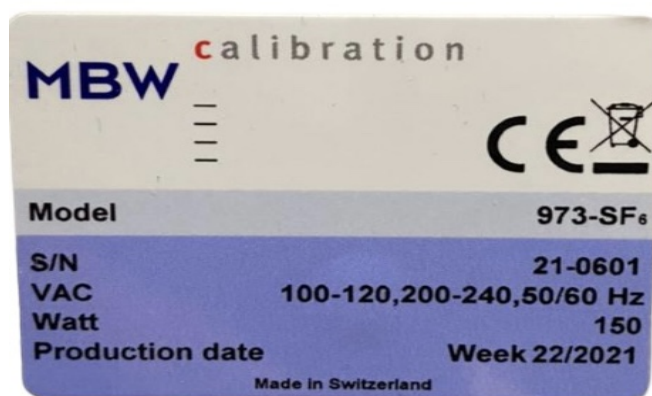
Дополнительная функция – измерение давления в газовом отсеке.

Общий вид анализатора приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено. Анализатор имеет серийный номер, который нанесен на идентификационную табличку печатным способом в виде цифрового обозначения. Идентификационная табличка методом наклейки крепится на заднюю панель прибора (рисунок 2). Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора 973-SF₆



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Анализатор имеет встроенное программное обеспечение (ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- измерение содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на ЖК дисплее анализатора;
- передача результатов измерений по интерфейсу связи с ПК.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик анализатора.

Анализатор имеет защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер)* ПО	180816a SF6
*Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики анализатора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемной доли гексафторида серы (SF ₆), %	от 80 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли гексафторида серы (SF ₆), %	±0,5
Диапазон измерений объемной доли диоксида серы (SO ₂), млн ⁻¹	от 0 до 100 от 0 до 500
Пределы допускаемой приведенной погрешности ¹⁾ измерений объемной доли диоксида серы (SO ₂) ²⁾ , % - в диапазоне ²⁾ от 0 до 100 млн ⁻¹ - в диапазоне ²⁾ от 0 до 500 млн ⁻¹	± 2 ± 2
Диапазон измерений объемной доли влаги, млн ⁻¹	от 40 до 20000
Пределы допускаемой приведенной погрешности ¹⁾ измерений объемной доли влаги, %	± 5
Диапазон измерений температуры точки росы, °C	от -20 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры точки росы, °C	± 0,5
Время установления показаний T ₉₀ , мин, не более	5
¹⁾ Приведенная к верхнему пределу диапазона измерений; ²⁾ Диапазон измерений объемной доли диоксида серы определяется сменным модулем, установленным в конструкцию анализатора.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды °C - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +40 98 от 84 до 106,7
Время прогрева, мин, не более	15
Напряжение питания от сети переменного тока, В	от 200 до 240
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Частота переменного тока, Гц	50/60
Диапазон показаний давления, кПа	от 120 до 1000
Габаритные размеры, мм, не более (Д×Ш×В)	155×420×390
Масса, кг, не более	16,5
Средний срок службы, лет, не менее	15

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	35 000

Знак утверждения типа

нанесен на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки анализатора приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплект поставки анализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор 973-SF ₆	сер. № 21-0601	1 шт.
Руководство по эксплуатации	973.РЭ	1 экз.
Паспорт	973.ПС	1 экз.
Модуль диоксида серы	-	2 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 973.РЭ «Анализатор 973-SF₆. Руководство по эксплуатации», раздел 1 «Описание и работа».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 15 декабря 2021 г. № 2885 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

Техническая документация фирмы «MBW Calibration LTD».

Правообладатель

Фирма «MBW Calibration LTD», Швейцария

Адрес: Seminarstrasse 55/57, 5430 Wettingen, Switzerland

Телефон: +41 56 437 28 30

E-mail: www.mbw.ch

Изготовитель

Фирма «MBW Calibration LTD», Швейцария

Адрес: Seminarstrasse 55/57, 5430 Wettingen, Switzerland

Телефон: +41 56 437 28 30

E-mail: www.mbw.ch

Испытательный центр

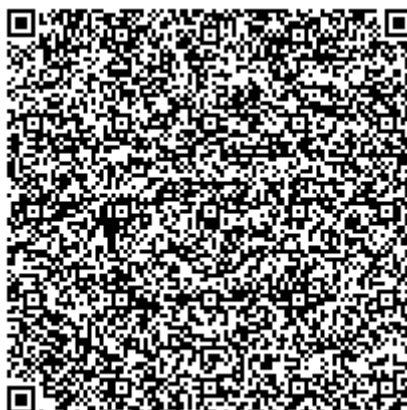
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90210-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики тока и напряжения комбинированные VCS_SMART

Назначение средства измерений

Датчики тока и напряжения комбинированные VCS_SMART (далее - КДТН) предназначены для масштабного преобразования силы и напряжения переменного тока в напряжение переменного тока, пригодное для передачи сигналов измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Принцип действия КДТН в части масштабного преобразователя силы переменного тока основан на законе электромагнитной индукции, выполняется маломощным трансформатором тока, во вторичную обмотку которого включен резистор, падение напряжения на котором пропорционально току в первичной обмотке, а в части масштабного преобразователя напряжения переменного тока основан на делении высокого напряжения переменного тока первичной обмотки с помощью емкостного делителя напряжения.

КДТН выполнены в виде проходной конструкции без первичной обмотки. Роль первичной обмотки для маломощного трансформатора тока и обкладки для емкостного делителя выполняет шина круглого сечения, проходящая через внутреннее окно КДТН.

Выводы вторичных цепей КДТН выполнены гибким многожильным проводом. Каждый вывод имеет свою маркировку.

КДТН являются однофазными электромагнитными устройствами, выполненными в «кожухе» из заземляемой токопроводящей резины, выполняющей роль электрического экрана для датчика напряжения. Сборка КДТН обтянута силиконовой резиной с адгезией, что обеспечивает высоковольтную электрическую изоляцию, защиту от проникновения влаги и механических повреждений. Поверхность резиновой изоляции имеет маркировку первичных выводов.

КДТН комплектуются в трехфазные группы в составе коммутационных модулей и комплектных распределительных устройств.

КДТН относятся к неремонтируемым и невосстанавливаемым изделиям.

Трехфазная группа КДТН включает в себя:

- 1) три КДТН;
- 2) устройство соединительное;
- 3) плату сопряжения;
- 4) жгут соединительный (опция).

Общий вид трёхфазной группы КДТН в составе коммутационных модулей OSM15_Smart_1, трёхфазной группы КДТН в составе комплектных распределительных устройств с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунках 1-2 соответственно.

Нанесение знака поверки на КДТН не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) КДТН не предусмотрено.

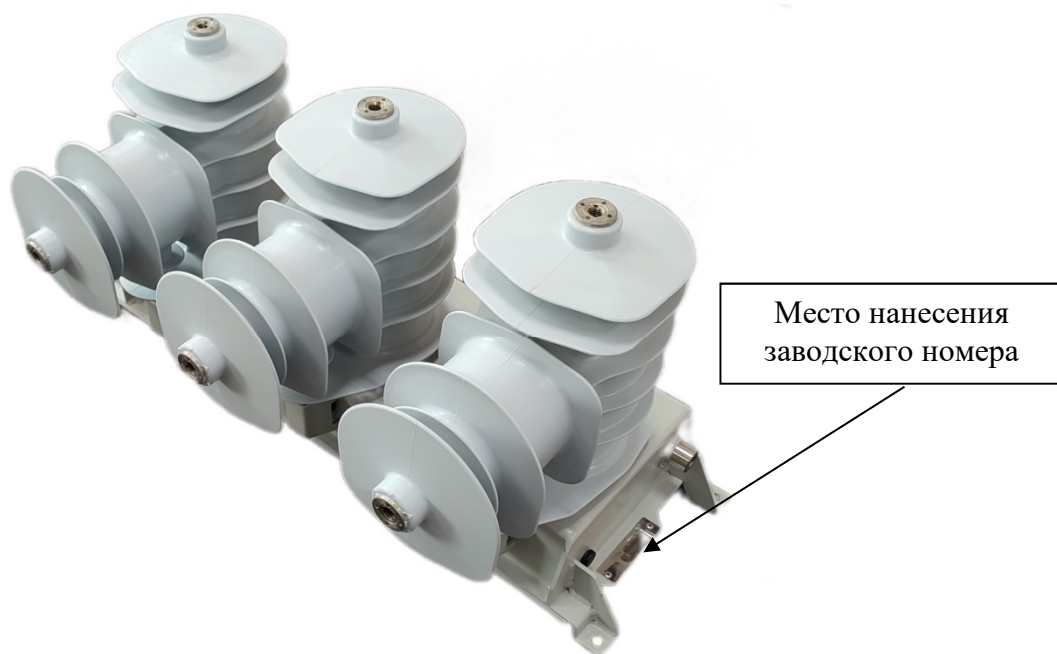
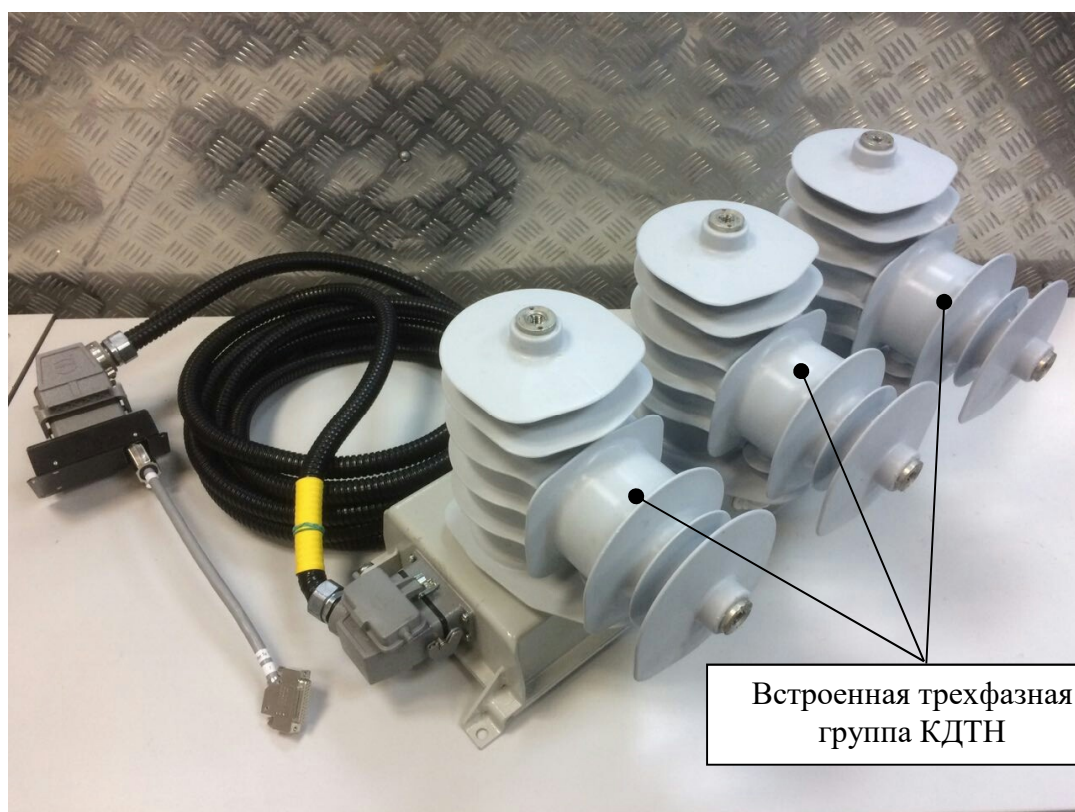


Рисунок 1 - Общий вид трёхфазной группы КДТН в составе коммутационных модулей OSM15_Smart_1 с указанием места нанесения заводского номера

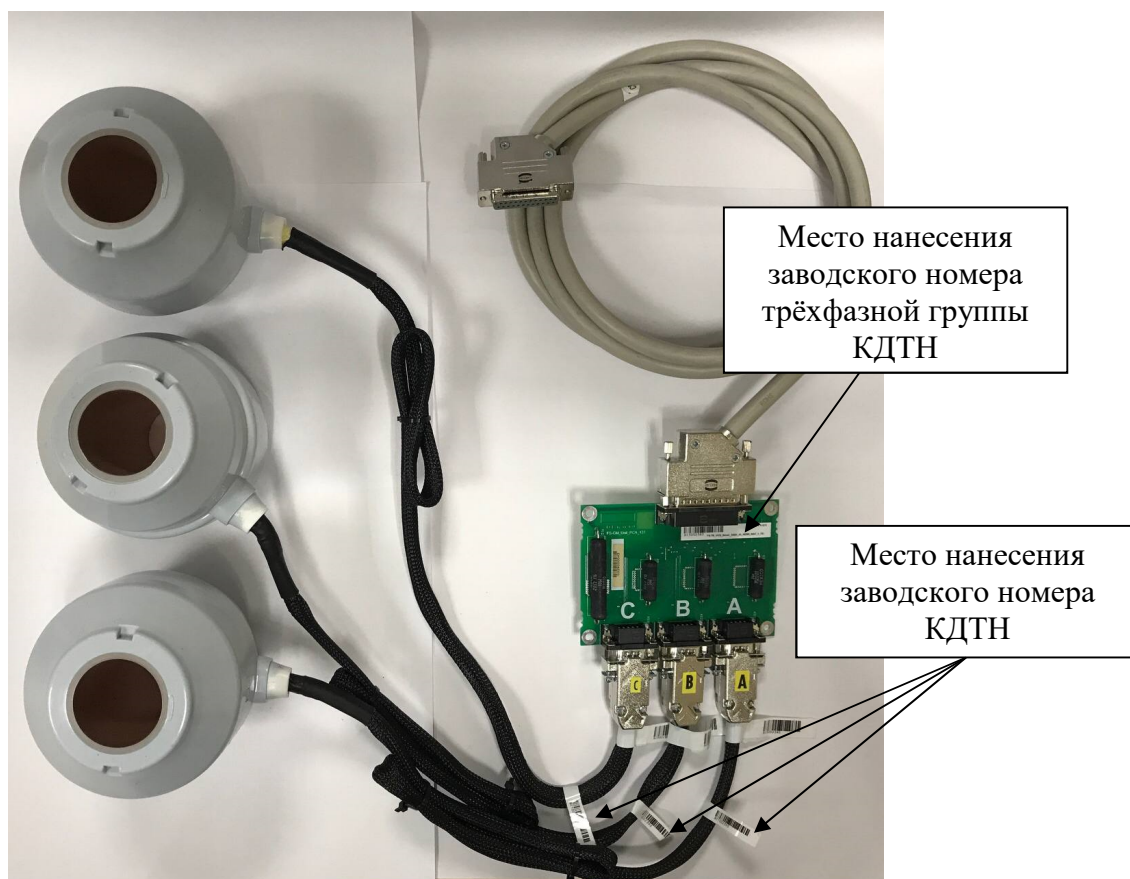


Рисунок 2 - Общий вид трёхфазной группы КДТН в составе комплектных распределительных устройств с указанием места нанесения заводского номера

Заводской номер КДТН наносится на наклейку на выводе вторичных цепей в месте, указанном на рисунке 2, типографским методом в виде буквенно-цифрового кода. Заводской номер трёхфазной группы КДТН в составе комплектных распределительных устройств наносится на наклейку на плате сопряжения в месте, указанном на рисунке 2, типографским методом в виде буквенно-цифрового кода. Заводской номер трёхфазной группы КДТН в составе коммутационных модулей OSM15_Smart_1 наносится на маркировочную табличку на корпусе в месте, указанном на рисунке 1, методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики КДТН

Наименование характеристики	Значение
Для датчиков напряжения	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12/ $\sqrt{3}$
Номинальное первичное напряжение $U_{ном1}$, кВ	от 6/ $\sqrt{3}$ до 10/ $\sqrt{3}$
Диапазон коэффициента масштабного преобразования, мВ/кВ	от 30 до 53
Класс точности	0,5 ¹⁾
Номинальная частота переменного тока, Гц	от 48 до 51
Номинальное активное входное сопротивление для канала напряжения, МОм, не менее	1,0
Номинальное реактивное входное сопротивление для канала напряжения, пФ	34
Для датчиков тока	
Номинальный первичный ток $I_{ном1}$, А	50

Наименование характеристики	Значение
Номинальный расширенный коэффициент первичного тока, $k_{ПРНОМ}$	до 38,4
Диапазон коэффициента масштабного преобразования, В/кА	от 2,8 до 3,2
Класс точности	0,5S ²⁾
Номинальная частота переменного тока, Гц	от 48 до 51
Номинальное активное входное сопротивление для канала тока коммерческого учета, МОм, не менее	0,2
Номинальное реактивное входное сопротивление для канала тока коммерческого учета, нФ, не более	10,0
Примечания ¹⁾ пределы допускаемых погрешностей для класса точности 0,5 согласно ГОСТ Р 59409-2021; ²⁾ пределы допускаемых погрешностей для класса точности 0,5S согласно ГОСТ Р 59408-2021.	

Таблица 2 – Технические характеристики КДТН

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более	
- КДТН	130×110×125
- трехфазная группа КДТН в составе коммутационного модуля наружной установки OSM15_Smart_1	370×710×410
Масса, кг, не более	
- КДТН	1,5
- трехфазная группа КДТН в составе коммутационного модуля наружной установки OSM15_Smart_1	40
Рабочая температура окружающего воздуха, °С	
- КДТН	от –45 до +100
- КДТН в составе коммутационного модуля наружной установки OSM15_Smart_1	от –45 до +80
Средняя наработка на отказ, ч	490000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность КДТН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Датчик тока и напряжения комбинированный	VCS_SMART	3
Устройство соединительное ¹⁾	-	1 (опционально)
Плата сопряжения	-	1
Жгут соединительный	-	1 (опционально)
Блок нагрузок	-	1 (по заказу)
Паспорт. Руководство по эксплуатации	-	1
Примечание – ¹⁾ – только в составе OSM15_Smart_1		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общие сведения и технические данные» документа «Паспорт. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»;

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ Р МЭК 61869-6-2021 «Трансформаторы измерительные. Часть 6. Дополнительные общие требования к маломощным измерительным трансформаторам (преобразователям)»;

ГОСТ Р 59408-2021 «Трансформаторы измерительные. Часть 10. Дополнительные общие требования к маломощным пассивным трансформаторам (преобразователям) тока»;

ГОСТ Р 59409-2021 «Трансформаторы измерительные. Часть 11. Дополнительные требования к маломощным пассивным трансформаторам (преобразователям) напряжения»;

ТУ 26.51.43.117-022-84861888-2023 «Датчики тока и напряжения комбинированные VCS_SMART. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-производственное объединение Таврида Электрик» (АО «НПОТЭЛ»)

ИНН 1215120758

Адрес юридического лица: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Строителей, д. 99

Изготовители

Акционерное общество «Научно-производственное объединение Таврида Электрик» (АО «НПОТЭЛ»)

ИНН 1215120758

Адрес: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Строителей, д. 99

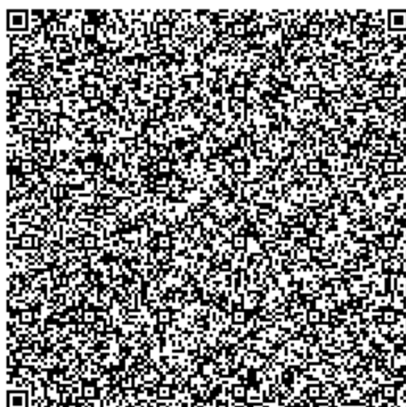
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90211-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные цилиндрические стальные с понтоном РВСп

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные цилиндрические стальные с понтоном РВСп (далее – резервуары) изготовлены в следующих модификациях: РВСп-400, РВСп-3000 и предназначены для измерений объема (емкости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой вертикальные цилиндрические стальные конструкции цилиндрической формы с днищем, крышей и понтоном. Резервуары оборудованы приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемо-раздаточные устройства.

Резервуары вертикальные цилиндрические стальные с понтоном РВСп-400 с заводскими номерами 21171 поз.9, 21171 поз.10, РВСп-3000 с заводскими номерами 21171 поз.1, 21171 поз.2, 21171 поз.3, 21171 поз.4, 21171 поз.5, 21171 поз.6, 21171 поз.7, 21171 поз.8, 21171 поз.11, 21171 поз.12, 21171 поз.13, расположены на территории ООО «Газпромнефть-Терминал», Кемеровская нефтебаза, г. Кемерово, ул. Пригородная 8.

Фотографии общего вида резервуаров вертикальных цилиндрических стальных с понтоном РВСп-400, РВСп-3000, горловин и заводских номеров представлен на рисунках 1, 2 и 3.

Знаки поверки наносятся в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочные таблицы резервуаров. Заводские номера в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр и русских букв, нанесены на металлическую табличку, расположенную на стенках резервуаров, аэрографическим способом (обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технические формуляры на резервуары типографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.



Рисунок 1 –Фотографии общего вида резервуаров вертикальных цилиндрических стальных с понтоном РВСп-400, горловин и заводских номеров



Рисунок 2 – Фотография общего вида резервуаров вертикальных цилиндрических стальных с понтоном РВСп-3000



Рисунок 3 – Фотографии общего вида горловин и заводских номеров резервуаров вертикальных цилиндрических стальных с понтоном РВСП-3000

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики резервуара приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Номинальная вместимость, м ³	400	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости(геометрический метод), %	± 0,2	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 50 до + 37
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического формуляра резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный цилиндрический стальной с понтоном	РВСп-400	2 шт.
Технический формуляр		2 экз.
Резервуар вертикальный цилиндрический стальной с понтоном	РВСп-3000	11 шт.
Технический формуляр		11 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

МИ 3538-2015 "Рекомендация. ГСИ. Масса и объём нефтепродуктов. Методика измерений в резервуарах вертикальных стальных цилиндрических косвенным методом статических измерений на объектах ПАО «Газпромнефть». Регистрационный № ФР.1.29.2015.21897.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Акционерная Компания ОЗНА» (АО «АК ОЗНА»)

ИНН 0265004219

Юридический адрес: 452606, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная д. 60

Телефон: + 7 (34767) 4-05-67

E-mail: ozna@ozna.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Акционерная Компания ОЗНА» (АО «АК ОЗНА»)

ИНН 0265004219

Адрес: 452606, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная д. 60

Телефон: + 7 (34767) 4-05-67

E-mail: ozna@ozna.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог» (АО «Метролог»)

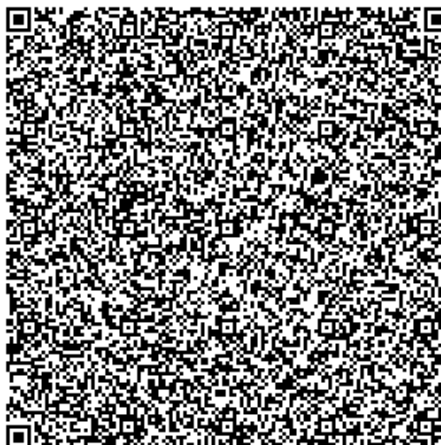
Юридический адрес: 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, д. 20а, оф. 13

Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, д. 173

Телефон: +7 (846) 279-11-66

E-mail: prot@metrolog-samara.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311958.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90212-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи расхода жидкости турбинные Sentry Ду 8”

Назначение средства измерений

Преобразователи расхода жидкости турбинные Sentry Ду 8” (далее по тексту – ТПР) предназначены для измерений объема и объемного расхода.

Описание средства измерений

Принцип действия ТПР основан на преобразовании поступательного движения измеряемой среды (жидкости), протекающей через внутреннюю полость корпуса ТПР, во вращательное движение ротора, скорость вращения которого пропорциональна объемному расходу, а количество импульсов объему измеряемой среды, протекающей через ТПР.

При вращении ротора и прохождении постоянных магнитов, размещенных на лопастях ротора, возле магнитоиндукционного датчика, в чувствительном элементе магнитоиндукционного датчика наводится электродвижущая сила, преобразуемая в последовательность электрических импульсов, количество которых может быть измерено и преобразовано в значение объема жидкости. Частота следования импульсов пропорциональна объемному расходу жидкости, количество импульсов пропорционально объему жидкости.

К ТПР данного типа относятся преобразователи расхода жидкости турбинные Sentry Ду 8” модели K2DTD00300 с заводскими №№ NH10489, NH10491, NH10492, NH10493.

ТПР состоит из корпуса с фланцами, ротора, статоров, магнитоиндукционных датчиков. Общий вид ТПР показан на рисунке 1.

Заводской номер ТПР в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, нанесен ударным методом на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе ТПР.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ТПР предусмотрены места установки пломб обслуживающей организации и поверителя, несущих на себе оттиск клейм обслуживающей организации или поверителя, который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках. Знак поверки наносится на пломбы в соответствии с МИ 3002-2006. Схема пломбировки от несанкционированного доступа ТПР указана на рисунке 2.

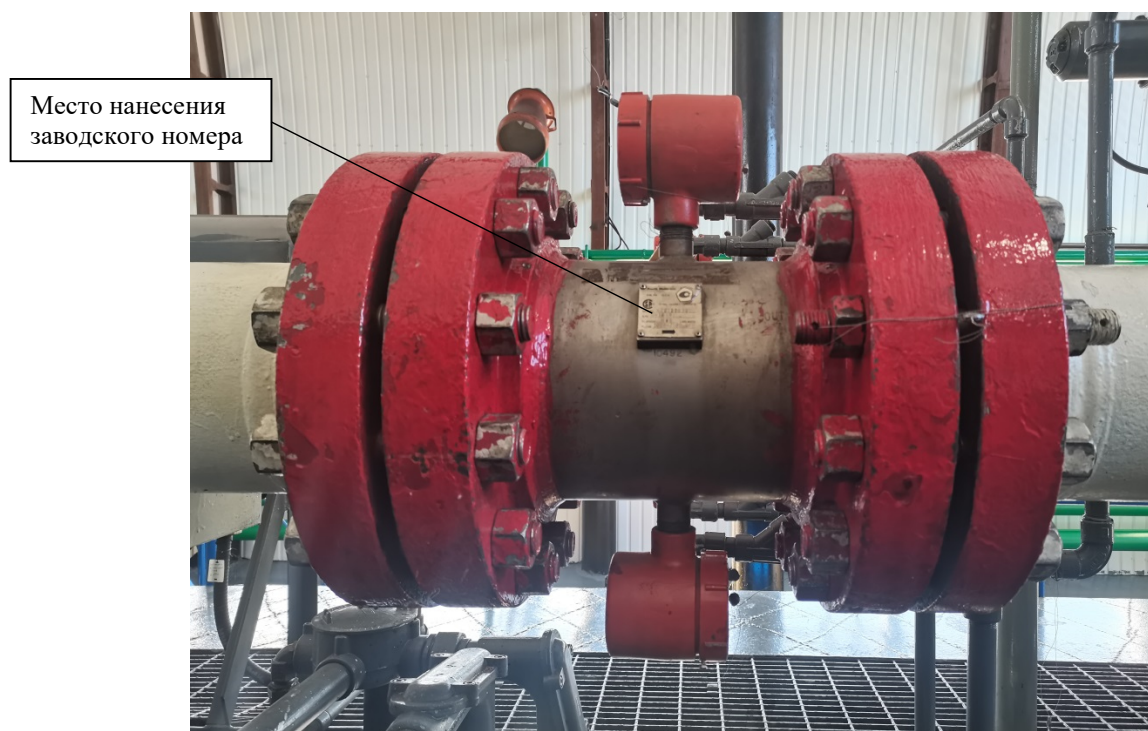


Рисунок 1 - Общий вид ТПР с указанием места нанесения заводского номера

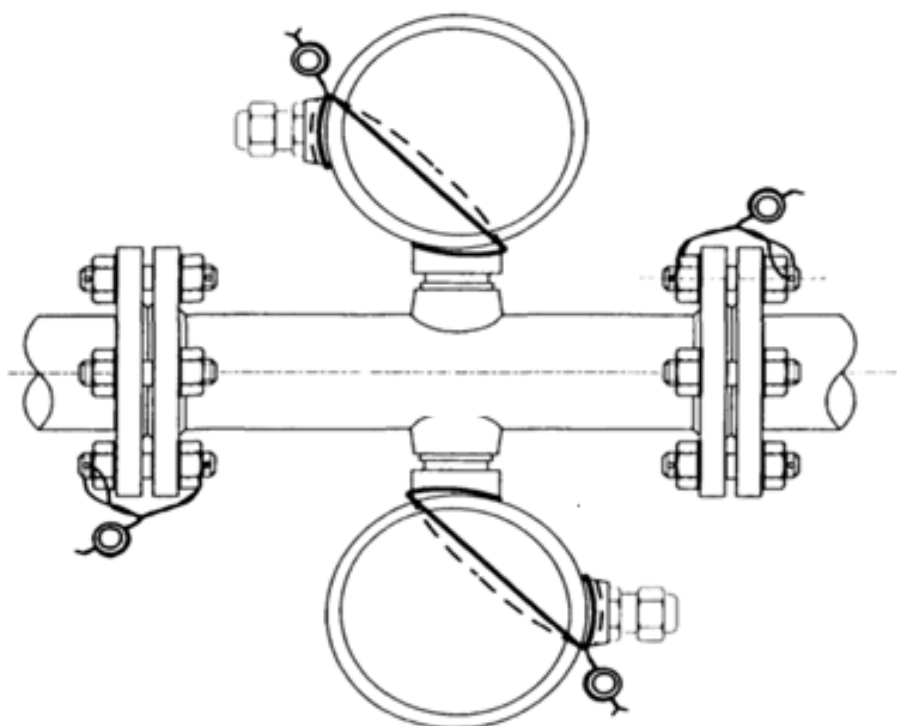


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 300 до 820
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода нефти для ТПР, используемого в качестве рабочего или резервного, %	±0,15

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и ТР ЕАЭС 045/2017
Характеристики измеряемой среды - температура, °С - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с - давление, МПа	от +5 до +40 от 750 до 950 от 0,6 до 25 от 0,3 до 4,6
Параметры электрического питания: - напряжение питания постоянного тока (магнитоиндукционного датчика), В	от 12 до 28
Условный диаметр, мм	203,2
Габаритные размеры ТПР, мм, не более: - высота - ширина - длина	419 419 406
Масса, кг, не более	114
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +5 до +40 от 40 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по монтажу и эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Преобразователь расхода жидкости турбинный Sentry Ду 8"	—	1
Турбинные счетчики. Серия Sentry TM от 4" до 24". Руководство по монтажу и эксплуатации	—	1
Формуляр	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Введение» в руководстве по монтажу и эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Правообладатель

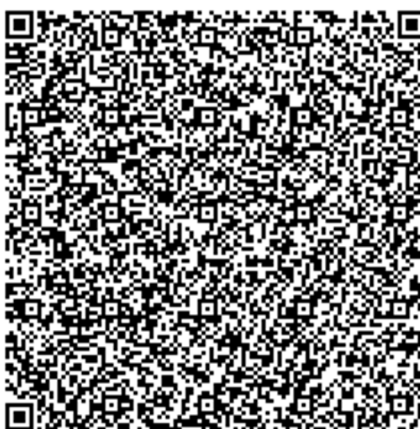
Фирма Smith Meter Inc. Moorco Company, США
Адрес: 1602, Wagner Avenue, PO Box 10428, Erie Pennsylvania

Изготовитель

Фирма Smith Meter Inc. Moorco Company, США
Адрес: 1602, Wagner Avenue, PO Box 10428, Erie Pennsylvania

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90213-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы радиоизотопные измерений уровня и плотности УРАЛ-3

Назначение средства измерений

Комплексы радиоизотопные измерений уровня и плотности УРАЛ-3 предназначены для непрерывных, бесконтактных измерений уровня и плотности жидких и сыпучих веществ, суспензий и пульп, определения предельных значений уровня в резервуарах и трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов радиоизотопных измерений уровня и плотности УРАЛ-3 (далее – комплексы) основан на зависимости ослабления (поглощения) гамма-излучения от плотности измеряемой среды и толщины слоя, сквозь который проходит излучение. Поток гамма-квантов источника излучения проникает через объект измерения с измеряемой средой и регистрируется сцинтилляционным счетчиком, который преобразует энергию гамма-квантов в электрические импульсы. Электрические импульсы, несущие информацию о плотности или уровне измеряемой среды, поступают в блок обработки информации, где анализируются микропроцессорной схемой и преобразуются в значения плотности или уровня, которые могут передаваться на автоматизированное рабочее место.

Конструктивно комплексы состоят из блока гамма-излучения (источник гамма-излучения и контейнер), блока детектирования, блока обработки информации, монтажных элементов. Определяемая комплексом величина (уровень или плотность) приводится в паспорте комплекса. Один блок обработки информации может поддерживать от 1 до 16 блоков детектирования. В состав комплексов может входить несколько блоков детектирования, позволяющие увеличивать верхнее значение диапазона измерений уровня до 32 м.

Для измерений плотности в комплексах могут применяться источники гамма-излучения с радионуклидом ^{22}Na , ^{137}Cs , ^{60}Co , для измерений уровня в комплексах могут применяться источники гамма-излучения с радионуклидом ^{137}Cs , ^{60}Co , помещённые в контейнеры типа БГИ-ЗРК-60, БГИ-ЗРК-80, LB744x, P100-P270, LB8300, LB80x0, LB8125, БГИ-xxx, FQG60, FQG61, FQG62, FQG63, FQG66, Multiplex9s-3, Multiplex9s, VEGASOURCE 3x, БГИ-МНЛЗ или аналогичные.

Блок детектирования представляет собой сцинтиллятор на основе иодида натрия (NaI) или йодида цезия (CsI) или поливинилтолуола (ПВТ), через который проходит гамма-излучение, вызывающее излучение фотонов, впоследствии преобразованное фотоумножителем в электрические импульсы.

Корпус комплексов металлический, окрашиваемый в цвета, которые определяет изготовитель.

Заводской номер комплексов в цифровом формате наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока детектирования, способом лазерной гравировки или типографским способом. Конструкцией комплексов не предусмотрена возможность нанесения знака поверки.

Пломбирование комплекса не предусмотрено.

Общий вид комплексов с указанием мест нанесения заводского номера представлен на рисунках 1-3.

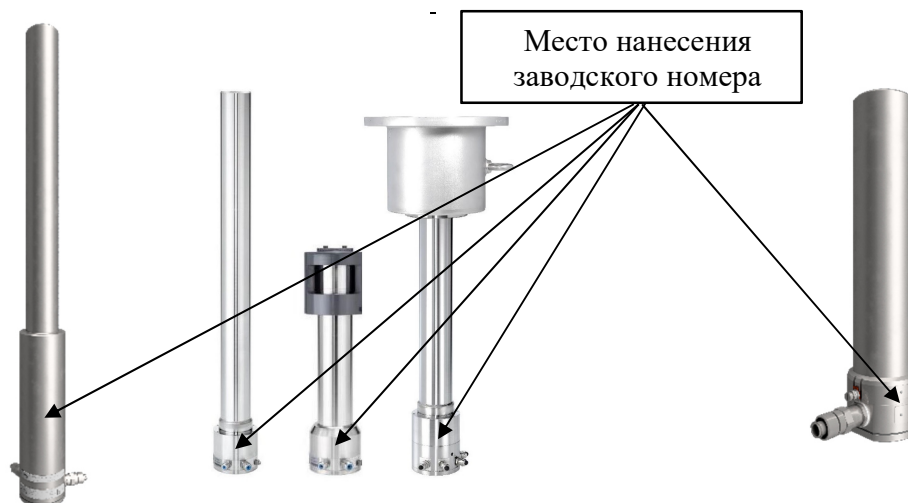


Рисунок 1 – Общий вид блоков детектирования с указанием места нанесения заводского номера

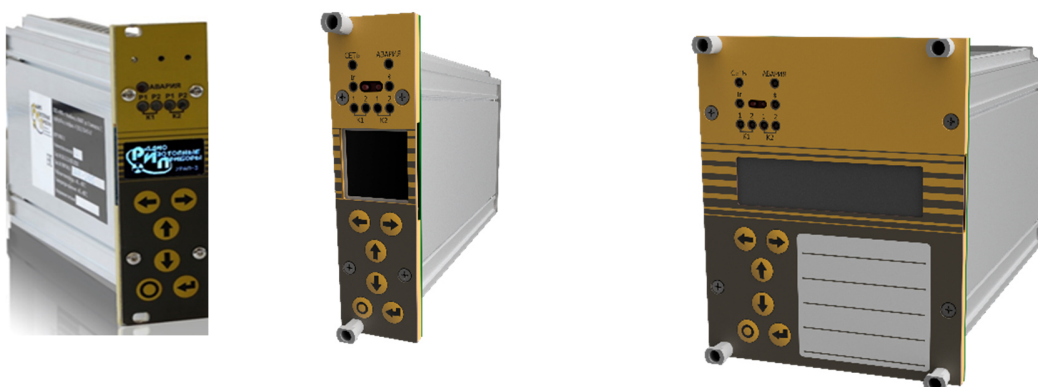


Рисунок 2 – Общий вид блоков обработки информации



БГИ-xxx



P100-P270



LB744x



FQG60, FQG61, FQG62, FQG63,
FQG66,
Multiplex9s-3, Multiplex9s



БГИ-3PK-60,
БГИ-3PK-80



VEGASOURCE 3x



LB8xxx



БГИ-МНЛЗ

Рисунок 3 – Общий вид вариантов блоков гамма-излучения

Программное обеспечение

Комплексы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО). Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1. Метрологически значимая часть ПО защищена от несанкционированного вмешательства программными средствами.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УРАЛ-3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.00.0000
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний плотности ¹ , кг/м ³	от 500 до 5000
Диапазон измерений плотности ¹ , кг/м ³	от 500 до 3500
Диапазон измерений уровня (для одного блока детектирования) ² , мм	от 0 до 2000
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений плотности ³ , %: - с источниками гамма-излучения ¹³⁷ Cs, ⁶⁰ Co - с источником гамма-излучения ²² Na	±1,0 ±2,0
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений плотности при имитационном способе поверки и поверке с помощью весов методом Архимеда ³ , %: - с источниками гамма-излучения ¹³⁷ Cs, ⁶⁰ Co - с источником гамма-излучения ²² Na	±1,5 ±2,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений плотности при изменении температуры окружающего воздуха от нормальной на каждые 10 °C ⁴ , %	±0,1
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений уровня ³ , %	±1,0
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений уровня при имитационном способе поверки ³ , %	±2,0
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений уровня при изменении температуры окружающего воздуха от нормальной на каждые 10 °C ⁴ , %	±0,1
¹ Диапазон показаний и диапазон измерений плотности конкретного комплекса находятся в пределах, установленных в таблице 2, определяются комплектацией конкретного комплекса и приводятся в паспорте комплекса. ² Верхнее значение диапазона измерений уровня конкретного комплекса не более значения, установленного в таблице 2, определяется комплектацией конкретного комплекса и приводится в паспорте комплекса. ³ Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня и плотности определяются особенностями места установки, монтажа комплекса, и приводятся в паспорте комплекса. ⁴ Температура окружающей среды при нормальных условиях измерений от 15 °C до 25 °C.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	25±7 от 115 до 230 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	30
Выходной сигнал: - аналоговый, мА - цифровой	от 4 до 20 RS485
Габаритные размеры блока гамма-излучения в контейнере, мм, не более: - длина - ширина - высота	455 350 2300
Габаритные размеры блока детектирования, мм, не более: - диаметр - длина	130 2500
Габаритные размеры блока обработки информации, мм, не более: - длина - ширина - высота	200 110 140
Масса блока детектирования, кг, не более	40
Масса блока обработки информации, кг, не более	2
Масса блока гамма-излучения в контейнере, кг, не более	120
Условия эксплуатации блоков детектирования: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды при температуре 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от -40 до +50 95
Условия эксплуатации блоков обработки информации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды при температуре 35 °С, без конденсации влаги, %, не более	от -20 до +70 95
Средняя наработка на отказ, ч	70000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс радиоизотопный измерений уровня и плотности	УРАЛ-3	1 шт. ¹
Комплект монтажных элементов	-	1 шт. ²
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.41-004-2022	1 экз.
Паспорт	ПС 26.51.41-004-2022	1 экз.
¹ Тип и количество блоков гамма-излучения и блоков детектирования в соответствии с заказом.		
² Количество в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Установка и подключение» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.41-004-2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

26.51.41-004-61301738-2022 ТУ Комплексы радиоизотопные измерений уровня и плотности УРАЛ-3. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РадиоИзотопные Приборы»
(ООО «РИП»)

ИНН 7450065522

Юридический адрес: 454047, г. Челябинск, ул. Сталеваров, д. 7, оф. 314-А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РадиоИзотопные Приборы»
(ООО «РИП»)

ИНН 7450065522

Юридический адрес: 454047, г. Челябинск, ул. Сталеваров, д. 7, оф. 314-А

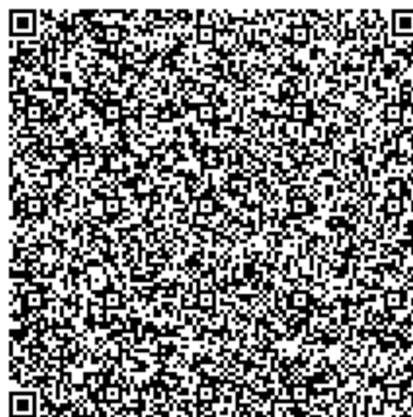
Адрес места осуществления деятельности: 454047, г. Челябинск, ул. Сталеваров, д. 7

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90214-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Рефрактометры автоматические А

Назначение средства измерений

Рефрактометры автоматические А (далее рефрактометры) предназначены для измерений показателя преломления (n_D) жидкостей при длине волны 589,3 нм, а также массовой доли сахарозы в водных растворах в соответствии с международной сахарной шкалой % Brix.

Описание средства измерений

Принцип действия рефрактометров основан на измерении угла полного внутреннего отражения при прохождении света через границу раздела двух прозрачных сред с разными показателями преломления, одна из которых измеряемая жидкость, а другая измерительная призма, изготовленная из высокопрочного сапфирового стекла. При проведении измерений анализируемый образец помещается на поверхность призмы. Световой поток от монохроматического источника света, сформированный оптической системой, попадает на измеряемый образец. Отраженные лучи проецируются на линейной ПЗС-матрице, где анализируется положение границы света и тени, и полученная информация преобразуется в электрический сигнал. Электрический сигнал поступает в микрокомпьютерную систему, где в соответствии с записанным в памяти математическим алгоритмом происходит его преобразование. Показатель преломления измеряемого образца или массовая доля сахарозы в соответствии с международной сахарной шкалой % Brix отображается в цифровом формате. Ввод параметров и управление процессом измерений осуществляется с помощью сенсорного экрана.

В качестве источника света в рефрактометрах используется светодиод с максимумом интенсивности излучения при длине волны 589,3 нм, что соответствует длине волны желтой линии D в спектре излучения натрия.

Конструктивно рефрактометры выполнены в моноблочном настольном стационарном исполнении. Рефрактометры имеют встроенный модуль контроля температуры измеряемой жидкости, основанный на элементах Пельтье. В рефрактометрах предусмотрена возможность выполнять измерения при температуре, заданной оператором.

Рефрактометры выпускаются в двух моделях: А630 и А670, отличающихся метрологическими характеристиками.

Рефрактометры могут автоматически сохранять до 1000 наборов данных с помощью запоминающего устройства объемом 4Gb.

Для экспорта и резервного копирования данных рефрактометры можно подключить к сети и принтеру с помощью портов USB, RS232, Ethernet (только для модели А670) и функции соединения по Wi-Fi (только для модели А670), также предусмотрен разъем для подключения USB-диска.

Общий вид рефрактометров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид рефрактометров автоматических А моделей А630 и А670

Нанесение знака поверки на рефрактометры не предусмотрено. Рефрактометры имеют серийные номера, которые наносятся на идентификационную табличку (рисунок 2) методом фотохимпечати в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр. Табличка крепится на заднюю панель рефрактометров методом наклейки. Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Рефрактометры имеют в своем составе программное обеспечение, встроенное в аппаратное устройство средства измерения, разработанное для конкретной измерительной задачи, осуществляющей измерительной функции, функции расчета величины показателя преломления и функции индикации.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.0.1
Цифровой идентификатор ПО	–

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик. Метрологически значимая часть ПО, измеренные данные достаточно защищены от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений показателей преломления, n_D	от 1,3000 до 1,7000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений показателя преломления, n_D A630 A670	$\pm 0,0002$ $\pm 0,0001$
Диапазон измерений массовой доли сахарозы в водных растворах, % Brix	от 0 до 85
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли сахарозы в водных растворах, % Brix	$\pm 0,1$
Диапазон измерений температуры образца, °C	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm 0,1$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Дискретность: - показателя преломления, (nD) A630 A670 (по выбору) - сахарной шкалы (Brix), % A630 A670 - температуры, °C A630 A670	0,0001 0,0001 или 0,00001 0,1 0,01 0,1 0,01
Напряжение питания переменного тока частотой 50/60 Гц, В	от 100 до 240
Потребляемая мощность, Вт, не более	45
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более	300×300×170
Масса, кг, не более	5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от + 10 до + 30 85 от 84 до 106,7
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	15 000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Рефрактометр автоматический	А	1 шт.
Силовой кабель	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общее описание» документа «Рефрактометры автоматические А. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 февраля 2022 г. № 232 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений показателя преломления»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Техническая документация фирмы-изготовителя «Hanon Advanced Technology Group Co., Ltd.», Китай.

Правообладатель

Фирма «Hanon Advanced Technology Group Co., Ltd.», Китай

Адрес: Floor 4, Building 1, Hanyu Jingu Plot A3, 7000, Jingshi Road, High-Tech Zone, Jinan City, Shandong Province, China

Телефон: +86 531 88874440

E-mail: info@hanon.cc

Web: <http://hanonlab.com/>

Изготовитель

Фирма «Hanon Advanced Technology Group Co., Ltd.», Китай

Юридический адрес: Floor 4, Building 1, Hanyu Jingu Plot A3, 7000, Jingshi Road, High-Tech Zone, Jinan City, Shandong Province, China

Адрес места осуществления деятельности: No 16, Huayuan East Street, Xingdong Street, Linyi County, Dezhou City, Shandong Province, China

Телефон: +86 531 88874440

E-mail: info@hanon.cc

Web: <http://hanonlab.com/>

Испытательный центр

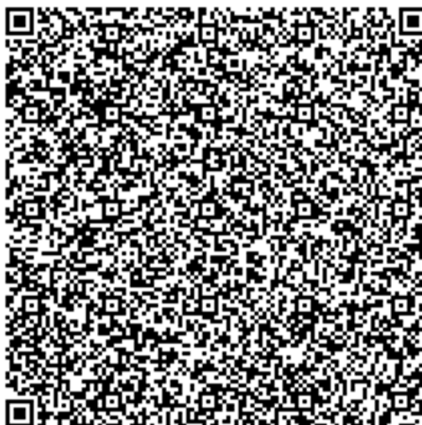
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90215-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700-ТП

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700-ТП (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 700 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на маркировочную табличку резервуара.

Резервуары РВС-700-ТП с заводскими номерами 003/22, 004/22, 005/22 расположены на территории АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Левашово» по адресу: 194361, г. Санкт-Петербург, п. Левашово, Горское шоссе, д. 100, лит. 3.

Общий вид резервуаров РВС-700-ТП представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



РЕЗЕРВУАР	РВС - 700 - ТП
ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	003/22
ГОД ИЗГОТОВЛЕНИЯ	2022
РАБОЧИЙ УРОВЕНЬ НАЛИВА	8150
ПЛОТНОСТЬ ПРОДУКТА	0,775

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-700-ТП №003/22



РЕЗЕРВУАР	РВС - 700 - ТП
ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	004/22
ГОД ИЗГОТОВЛЕНИЯ	2022
РАБОЧИЙ УРОВЕНЬ НАЛИВА	8150
ПЛОТНОСТЬ ПРОДУКТА	0,775

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-700-ТП №004/22



РЕЗЕРВУАР	РВС - 700 - ТП
ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	005/22
ГОД ИЗГОТОВЛЕНИЯ	2022
РАБОЧИЙ УРОВЕНЬ НАЛИВА	8150
ПЛОТНОСТЬ ПРОДУКТА	0,775

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-700-ТП №005/22

Пломбирование резервуаров РВС-700-ТП не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-700-ТП	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Левашово»
(АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Левашово»)
ИНН 7714117720
Юридический адрес: 197198, г. Санкт-Петербург, Зоологический пер., д. 2-4, лит. Б
Телефон/факс: +7 (812) 449-18-25/ (812) 449-18-24

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Левашово»
(АО «Газпромнефть-Аэро» Филиал «Левашово»)
ИНН 7714117720
Адрес места осуществления деятельности: 194361, г. Санкт-Петербург, п. Левашово, Горское ш., д. 100, лит. 3
Юридический адрес: 197198, г. Санкт-Петербург, Зоологический пер., д. 2-4, лит. Б
Телефон/факс: +7 (812) 449-18-25/ (812) 449-18-24

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ» (ООО «МетроКонТ»)
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51
Телефон: +7 9372834420
Факс +7 (843) 515-00-21
E-mail: trifonovua@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной РГСПд-50

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной РГСПд-50 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – горизонтальный стальной, номинальной вместимостью 50 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен типографским способом на информационную табличку резервуара. Табличка крепится к люку резервуара.

Резервуар РГСПд-50 с заводским номером 22097 расположен на территории АЗС № 68 Газпромнефть по адресу: Солнечная ул., 1, г. Омск, Р254, километр 817-й.

Эскиз общего вида резервуара приведен на рисунке 1. Фотография горловины и измерительного люка приведена на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

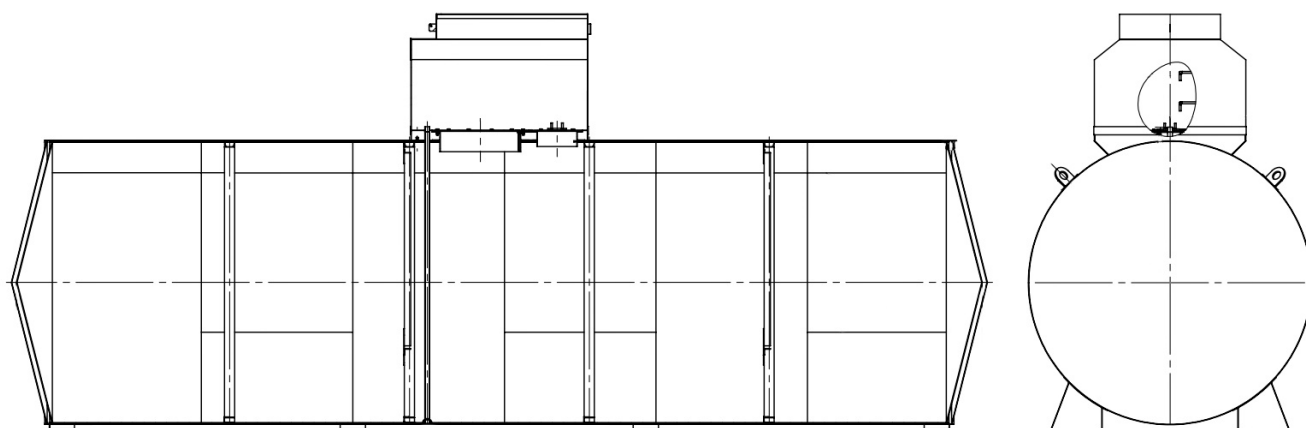


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара



Рисунок 2 – Горловина и измерительный люк резервуара РГСПд-50 зав.№ 22097
Пломбирование резервуара РГСПд-50 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной	РГСПд-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Березовский Завод Емкостей»
(ООО «Березовский Завод Емкостей»)

ИНН 6678070704

Юридический адрес: 623701, Свердловская обл., г. Березовский, ул. Театральная, д. 1, кв. 9

Телефон: +7 (343) 385-77-41

Web-сайт: bze66.ru

E-mail: info@bze66.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Березовский Завод Емкостей»
(ООО «Березовский Завод Емкостей»)

ИНН 6678070704

Адрес места осуществления деятельности: 623700, Свердловская обл., г. Березовский, ул. Западная промзона, д. 27

Юридический адрес: 623701, Свердловская обл., г. Березовский, ул. Театральная, д. 1, кв. 9

Телефон: +7 (343) 385-77-41

Web-сайт: bze66.ru

E-mail: info@bze66.ru

Испытательный центр

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

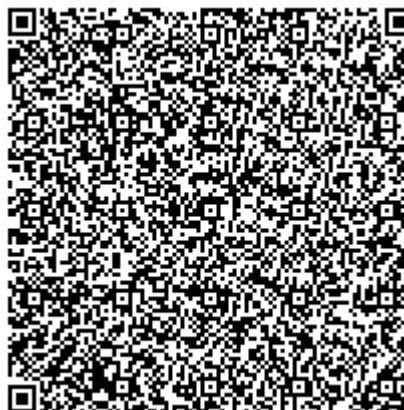
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90217-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мониторинга температуры в зернохранилищах HE-SW-05C

Назначение средства измерений

Системы мониторинга температуры в зернохранилищах HE-SW-05C (далее – системы) - предназначены для непрерывных или циклических многозонных измерений температуры растительного сырья в зернохранилищах, просмотра и контроля температуры в зерноскладах напольного типа и зерновых элеваторах.

Описание средства измерений

Системы позволяют измерять и контролировать температуру при хранении в элеваторах и зернохранилищах. С набором компонентов можно подключить температурные кабели в цифровую сеть с единой точкой доступа. Системы имеют возможность управления с персонального компьютера (далее – ПК) с программным обеспечением или с помощью панельного компьютера.

Системы состоят из термисторных датчиков MF53-1 типа NTC, устройства сбора и передачи данных (RTU), преобразователя RS-232/485 и главного компьютера.

Сетевая топология должна иметь шинную структуру (организацию). Преобразователи RS-485 могут быть использованы для формирования звездообразной структуры, расстояние от самого дальнего датчика температуры до RTU может достигать 60 м.

Одношинный датчик температуры преобразует значение температуры в цифровой сигнал с уникальным кодом и передает его в RTU по общей шине. Каждый RTU имеет 8 каналов ввода температурного кабеля, и каждый канал ввода температурного кабеля имеет максимальное количество - 16 датчиков, которые могут быть соединены в один канал или равномерно распределены в каждом канале, при условии, что общее количество датчиков не превышает максимальное. Таким образом, к одному RTU можно подключить максимум 128 датчиков температуры. При использовании RS-485 для сетевой связи максимальное расстояние передачи данных от главной станции до RTU составляет 2 км. С помощью реле RS-485 можно значительно увеличить расстояние передачи данных и подключить до 30 устройств сбора и передачи данных (RTU). Максимальная емкость систем составляет 3840 точек.

Системы разработаны с учетом резервирования, так что повреждение одной части систем не повлияет на работу других частей систем.

Температурные данные могут быть определены и записаны вручную или автоматически, через регулярные интервалы времени и другими способами, могут храниться не менее одного месяца и не больше года (при необходимости могут быть перенесены по истечении одного года).

Общий вид систем представлен на рисунках 1 – 2. Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено. Системы имеют заводские номера (рисунок 3), которые наносятся на идентификационную табличку, закреплённую на передней панели устройства сбора и передачи данных (RTU), в виде цифрового обозначения печатным методом.



Рисунок 1 – Общий вид Систем мониторинга температуры в зернохранилищах HE-SW-05C

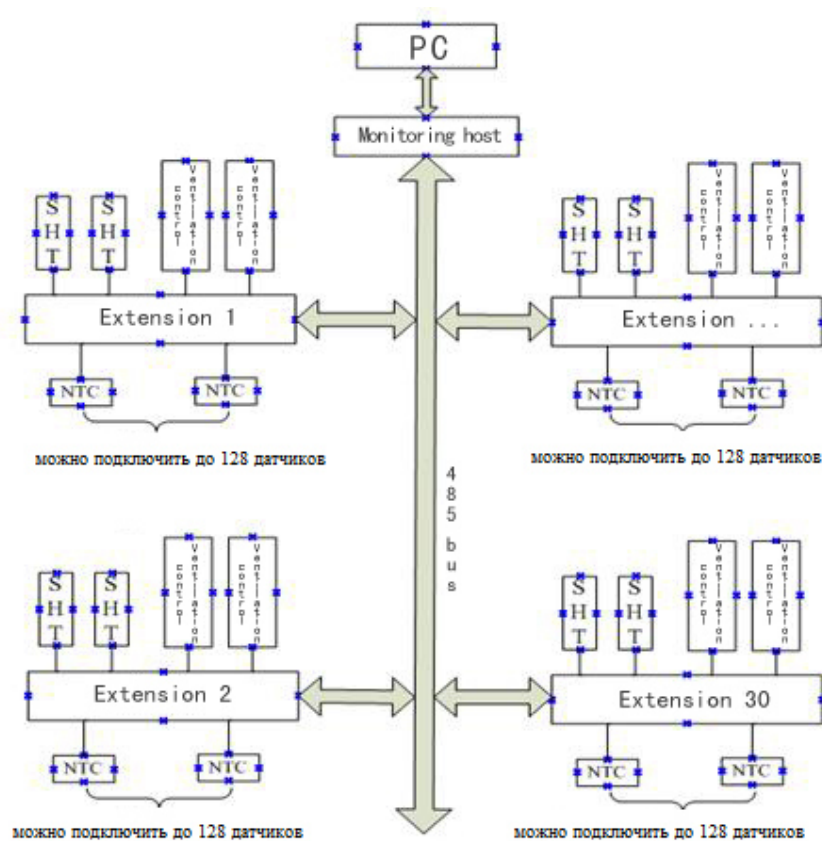


Рисунок 2 – Схема систем мониторинга температуры в зернохранилищах HE-SW-05C

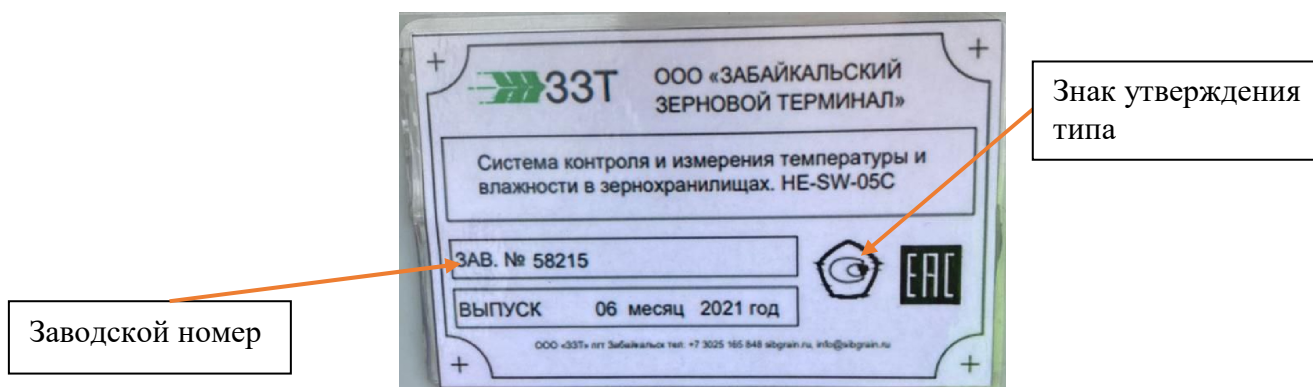


Рисунок 3 – идентификационная табличка систем

Программное обеспечение

Системы поставляются с установленным встроенным программным обеспечением, которое обеспечивает сбор и обработку данных измерений, их отображение на пользовательском интерфейсе, передачу по интерфейсам связи и хранение. Программное обеспечение прошито в память микропроцессора и защищено паролем. Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Системы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077—2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Grain Silo Monitoring System
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.01.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от –30 до +70
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	
в диапазоне от -30 до +55°C включ.	±0,5
в диапазоне св. 55 до +70 °C	±1,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество датчиков температуры в одном температурном кабеле, шт	от 1 до 16
Количество подключаемых температурных кабелей в RTU, шт,	от 1 до 8
Количество подключаемых RTU, шт	от 1 до 30
Дискретность показаний измерений температуры, °C	0,1
Габаритные размеры: - длина монтажной части температурного кабеля, м, не более (в соответствии с заказом) - диаметр монтажной части, мм	15,2 10
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °C - диапазон относительной влажности воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа	от -30 до +70 от 20 до 95 от 84 до 106
Средняя наработка на отказ, ч	5000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и идентификационную табличку систем типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Системы мониторинга температуры в зернохранилищах	HE-SW-05C	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, раздел 3.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Техническая документация «Hefei Hongen Technology Co., Ltd», Китай.

Правообладатель

Фирма «Hefei Hongen Technology Co., Ltd», Китай

Юридический адрес: г. Хэфэй, р-н Луян, ул. Тяньшуи, Промышленный инновационный парк, стр. 9, Китай

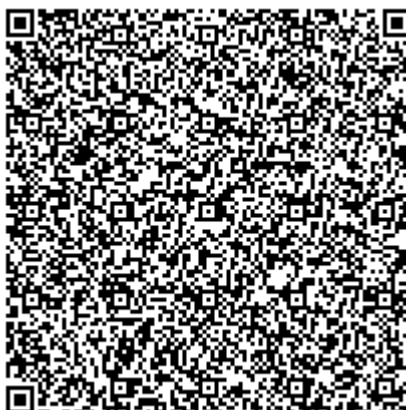
Телефон: +86 0551-65329793

Изготовитель

Фирма «Hefei Hongen Technology Co., Ltd», Китай
Адрес: г. Хэфэй, район Луян, ул. Тяньшуи, Промышленный инновационный парк,
стр. 9, Китай
Телефон: +86 0551-65329793

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I,
ком. 28
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Тел.: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90218-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-аппаратные «МЕТЕОР»

Назначение средства измерений

Комплексы программно-аппаратные «МЕТЕОР» (далее – комплексы) предназначены для измерений скорости движения транспортных средств (ТС) по видеокадрам в зоне контроля и на контролируемом участке, измерений скорости ТС радарным методом, измерений значений текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС по видеокадрам в зоне контроля основан на измерении расстояния, пройденного ТС в зоне контроля видеокамеры и интервала времени, за которое это расстояние пройдено.

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении интервала времени, затраченного ТС для преодоления участка пути. Длина последнего складывается из определяемого при установке расстояния между точками расположения видеокамер и измеренного пути ТС в зонах контроля видеокамер на въезде и выезде с участка. Время прохождения определяется как разность между моментами фиксации видеокамерами. Для измерения данной характеристики необходимо не менее двух стационарных комплексов.

Принцип действия при измерении скорости движения как приближающихся, так и удаляющихся ТС радарным методом основан на измерении разности частоты высокочастотных сигналов при отражении от ТС (эффект Доплера).

Принцип действия комплексов в части измерения значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексами.

Функционально комплексы применяются для фиксации: превышения установленной скорости движения транспортного средства, пересечения в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги, проезда на запрещающий сигнал светофора, невыполнения требования об остановке перед стоп-линией, невыполнения требования об остановке перед знаком стоп, выезда на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора (или нарушение правил пересечения перекрестков с «вафельной» разметкой), поворота или движения прямо или разворота в нарушение требований предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, несоблюдения требований (предписанных дорожными знаками) запрещающими движение грузовых автотранспортных средств, выезд в нарушение ПДД на обочину (газоны, пешеходные тротуары, велодорожки, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути), выезд в нарушение ПДД на полосу предназначенную для встречного движения, нарушения правил пользования внешними световыми приборами, нарушения правил применения ремней безопасности или мотошлемов, несоблюдения требований запрещающих остановку или стоянку транспортных средств, нарушения правил пользования телефоном водителем транспортного средства, движение транспортного средства во встречном направлении по дороге с односторонним движением, нарушения требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев транспортных средств, установки на ТС без соответствующего разрешения спецсигналов (или опознавательного фонаря такси, опознавательного знака "Инвалид" и т.п.), невыполнения требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения), нарушения скоростного режима на протяженном участке дороги, несоблюдения дистанции к впереди движущемуся транспортному средству, выезда на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора, остановки (стоянки) или выезда на встречную полосу на железнодорожном переезде, движения автомобиля с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД, прочих нарушений ПДД приближающихся и удаляющихся ТС двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением координат установки комплексов и времени фиксации ТС.

Комплексы являются специальными техническими средствами, имеющими функции фото- и видеозаписи, применяемыми для обеспечения контроля за дорожным движением, для фиксации административных правонарушений в области дорожного движения

Перечень компонентов комплексов, их состав и краткое описание функций представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень компонентов комплексов

Наименование компонента	Состав и краткое описание функций
Моноблок (в модификациях «МЕТЕОР PRO.01», «МЕТЕОР PRO.03»)  Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера	Предназначен для решения измерительных задач комплексов модификаций «МЕТЕОР PRO.01», «МЕТЕОР PRO.03» в соответствии с таблицей 6 и фиксации государственных регистрационных знаков (ГРЗ) ТС. Состоит из видеокамеры, процессорного модуля, климатического контроллера, модуля навигации и времени, модуля связи. К моноблоку могут подключаться до 3-х поворотных распознающих камер. Принцип применения: «МЕТЕОР PRO.01» - стационарный, «МЕТЕОР PRO.03» - передвижной.
Моноблок (в модификациях «МЕТЕОР PRO.02», «МЕТЕОР LITE.01»)  Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера	Предназначен для решения измерительных задач комплексов модификаций «МЕТЕОР PRO.02», «МЕТЕОР LITE.01» в соответствии с таблицей 6 и фиксации государственных регистрационных знаков (ГРЗ) ТС. Состоит из видеокамеры, процессорного модуля, климатического контроллера, модуля навигации и времени, модуля связи. Принцип применения: «МЕТЕОР PRO.02» – передвижной, «МЕТЕОР LITE.01» – стационарный.
ИК-прожектор 	Предназначен для подсветки в темное время суток зоны контроля комплекса.

Наименование компонента	Состав и краткое описание функций
Радиолокационный модуль 	Предназначен для измерений скорости движения ТС в зоне контроля радарным методом. В модификациях «МЕТЕОР.PRO.01» - «МЕТЕОР.PRO.03» устанавливается внутри корпуса моноблока, в модификациях «МЕТЕОР.PRO.02» и «МЕТЕОР.LITE.01» устанавливается на дополнительном креплении к моноблоку. Принцип применения – стационарный или передвижной. Поставляется опционально.
Коммутационный шкаф 	Предназначен для питания моноблока и поворотных IP-камер, а также для связи между несколькими компонентами систем.
Видеокамера поворотная распознающая 	Предназначена для расширения зоны контроля комплекса. Количество в поставке определяется требованием Заказчика

Наименование компонента	Состав и краткое описание функций
Модуль электропитания 	Предназначен для обеспечения электропитания моноблока при работе в передвижном варианте использования.
Штатив 	Предназначен для установки моноблока на краю проезжей части при работе в передвижном варианте использования.

Знак поверки на комплексы не наносится.

Заводской номер наносится методом лазерной гравировки на металлический щиль, закрепленный на нижней стенке моноблока и типографским способом в формуляр. Формат нанесения заводского номера цифровой.

Комплексы выпускаются в четырех модификациях, отличающимися составом и измерительными задачами. Состав модификаций представлен в таблицах 2-6.

Таблица 2– Состав модификации «METEOP PRO.01»

Наименование	Обозначение	Количество
Программно-аппаратный комплекс: - моноблок - радиолокационный модуль - видеокамера поворотная распознающая - коммутационный шкаф - кронштейн крепления - комплект кабелей (включая поверочный кабель)	«METEOP PRO.01»	1 шт. от 0 до 1 шт.* от 0 до 3 шт.* 1 шт.* 1 шт.* 1 шт.
* - поставляется по отдельному заказу		

Таблица 3 – Состав модификации «METEOP PRO.02»

Наименование	Обозначение	Количество
Программно-аппаратный комплекс: - моноблок - монопод - радиолокационный модуль - комплект кабелей (включая поверочный кабель)	«METEOP PRO.02»	1 шт. 1 шт. от 0 до 1 шт.* 1 шт.
* - поставляется по отдельному заказу		

Таблица 4 – Состав модификации «METEOP PRO.03»

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-аппаратный: - моноблок - радиолокационный модуль - модуль электропитания - тренога - комплект кабелей (включая поверочный кабель)	«METEOP PRO.03»	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.

Таблица 5 – Состав модификации «METEOP LITE.01»

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-аппаратный: - моноблок - ИК-прожектор - радиолокационный модуль - кронштейн крепления - комплект кабелей (включая поверочный кабель)	«METEOP LITE.01»	1 шт. 1 шт. от 0 до 1 шт.* 1 шт.* 1 шт.
* - поставляется по отдельному заказу		

Измерительные функции комплексов, в зависимости от модификации, представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Измерительные функции комплексов

Измерительные функции	«METEOP PRO.01»	«METEOP PRO.02»	«METEOP PRO.03»	«METEOP LITE.01»
Измерение скорости движения ТС в зоне контроля по видеокадрам	+	-	-	-
Измерение скорости движения ТС в зоне контроля радиолокационным методом	+*	+++	+	+*
Измерение скорости движения ТС на контролируемом участке по видеокадрам	++++	-	-	++++
Измерение значений текущего времени	+	+	+	+
Измерение интервалов времени	+	-	-	+
Измерение текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов	+	+	+	+
где * - возможность зависит от комплектации. ** - возможность зависит от комплектации. Измерения скорости движения ТС производятся только в передвижном режиме работы. *** - при применении не менее двух стационарных комплексов.				

Принципы применения модификаций комплексов следующие:

- «METEOP PRO.01» – стационарный;
- «METEOP PRO.02» – передвижной (крепится на борту транспортного средства. При работе комплекса транспортное средство неподвижно).
- «METEOP PRO.03» – передвижной (крепится на треноге);
- «METEOP LITE.01» – стационарный

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения ПАК «METEOP». Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик

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

Таблица 7 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПАК «METEOP»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v1.x
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 8 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, с	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 1

Наименование характеристики	Значение
Границы допускаемой абсолютной погрешности (по уровню вероятности 0,95) определения координат комплексов в плане*, м	±3
Диапазон измерений интервалов времени, с (для модификаций «METEOP PRO.01», «METEOP LITE.01»)	от 6 до 86,4·10 ³
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения интервалов времени, с (для модификаций «METEOP PRO.01», «METEOP LITE.01»)	±5
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении по видеокадрам в зоне контроля (для модификации «METEOP PRO.01») - при измерении на контролируемом участке (для модификаций «METEOP PRO.01», «METEOP LITE.01») - при измерении радарным методом	от 0 до 350 от 0 до 350 от 1 до 350
Пределы допускаемой погрешности измерения скорости движения ТС - при измерении по видеокадрам в зоне контроля (для модификации «METEOP PRO.01»): - абсолютной для скорости от 0 до 100 км/ч включ., км/ч - относительной для скорости свыше 100 до 350 км/ч, % - при измерении на контролируемом участке (для модификаций «METEOP PRO.01», «METEOP LITE.01»): - абсолютной для скорости от 0 до 100 км/ч включ., км/ч - относительной для скорости свыше 100 до 350 км/ч, % Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС в зоне контроля при измерении радарным методом, км/ч	±1 ±1 ±1 ±1 ±1
где * - метрологическая характеристика определена по сигналам от спутников GPS и ГЛОНАСС, принимаемых одновременно, при PDOP ≤ 3	

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Протяженность зоны контроля, м	от 6 до 50
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	100
Габаритные размеры составных частей комплексов, мм, не более: - моноблок в модификациях «METEOP PRO.01», «METEOP PRO.03» (без кронштейна крепления): - высота - ширина - длина - моноблок в модификациях «METEOP PRO.02», «METEOP LITE.01» (без кронштейна крепления): - высота - ширина - длина - радиолокационный модуль (без кронштейна крепления): - высота - ширина - длина - ИК-прожектор (без кронштейна крепления): - высота - ширина - длина	300 360 450 200 170 450 150 150 60 75 130 245

Наименование характеристики	Значение
- видеокамера поворотная распознающая (без кронштейна крепления):	
- высота	350
- ширина	310
- длина	310
- коммутационный шкаф (без кронштейна крепления):	
- высота	500
- ширина	450
- длина	250
Масса составных частей комплексов, кг, не более:	
- моноблок в модификациях «МЕТЕОР.PRO 01», «МЕТЕОР.PRO.03»	12,8
- моноблок в модификациях «МЕТЕОР.PRO 02», «МЕТЕОР.LITE.01»	4,9
- радиолокационный модуль	1,5
- ИК-прожектор	2,1
- видеокамера поворотная распознающая	6
- коммутационный шкаф	10
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -60 до +65
- относительная влажность при температуре 25 °С, %, не более	98

Знак утверждения типа

наносится на корпус моноблока в виде этикетки и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-аппаратный	«МЕТЕОР»	1 шт.*
Комплект кабелей (включая кабель для поверки)	-	1 к-т
Программное обеспечение	ПАК «МЕТЕОР»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СДГР.201219.013/016РЭ	1 экз.
Паспорт: -модификация МЕТЕОР.PRO.01	СДГР.201219.016-01ПС	1 экз.
-модификация МЕТЕОР.PRO.02	СДГР.201219.016-02ПС	1 экз.
-модификация МЕТЕОР.PRO.03	СДГР.201219.016-03ПС	1 экз.
-модификация МЕТЕОР.LITE.01	СДГР.201219.013-01ПС	1 экз.
Методика поверки		1 экз.
где * - состав комплекса зависит от модификации и заказа.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование изделия по назначению» документа СДГР.201219.013/016РЭ «Программно-аппаратный комплекс «МЕТЕОР». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

СДГР.201219.013/016ТУ «Комплексы программно-аппаратные «МЕТЕОР». Технические условия.

Правообладатель

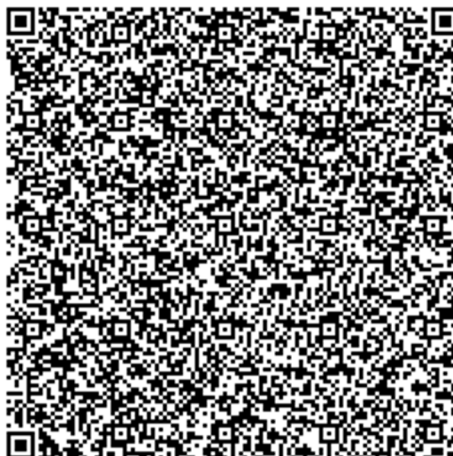
Общество с ограниченной ответственностью «Городские парковки»
(ООО «Городские парковки»)
ИНН 3123326294
Юридический адрес: 308033, г. Белгород, ул. Королева, д. 2А, оф. 301

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Городские парковки»
(ООО «Городские парковки»)
ИНН 3123326294
Адрес: 308033, г. Белгород, ул. Королева, д. 2А, оф. 301

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»
Почтовый адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, п/о Менделеево.
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90219-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЭС» (Газпроминвестгазификация)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЭС» (Газпроминвестгазификация) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленного формата от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой компании.

Передача информации от сервера или АРМ энергосбытовой компании в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется в автоматическом режиме каждые 30 мин. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний с часами УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «МЭС» (Газпром инвестгазификация) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	ТП-А1133п 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 Сек. 10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону РТП-150 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭНКС- 2Т Рег. № 37328-15	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
2	ТП-А1133п 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 Сек. 10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону РТП-150 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником

АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от 0 до +35 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 120000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	ЭНПР.411711.181.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «МЭС» (Газпром инвестгазификация)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Акционерное общество «Межрегионэнергосбыт» (АО «МЭС»)

ИНН 6950003956

Юридический адрес: 170100, Тверская обл., г. Тверь, ул. Вольного Новгорода, д. 15, оф. 25

Телефон: (495) 991-20-85

E-mail: mail@mrenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Межрегионэнергосбыт» (АО «МЭС»)

ИНН 6950003956

Адрес: 170100, Тверская обл., г. Тверь, ул. Вольного Новгорода, д. 15, оф. 25

Телефон: (495) 991-20-85

E-mail: mail@mrenergo.ru

Испытательный центр

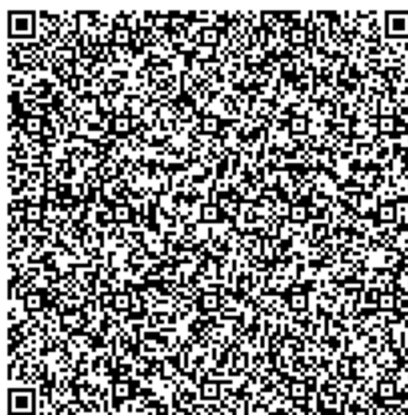
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90220-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик ОНА в ближнем поле до 40 ГГц ЛГЕИ.442269.002

Назначение средства измерений

Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик ОНА в ближнем поле до 40 ГГц ЛГЕИ.442269.002 (далее – комплекс) предназначен для измерений радиотехнических характеристик остронаправленных антенн в диапазоне частот от 2 до 40 ГГц.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на амплифазометрическом методе измерений характеристик антенн в частотной области. Оценка нормируемых радиотехнических характеристик испытываемых антенн осуществляется по результатам математической обработки измеренного на плоскости сканирования амплитудно-фазового распределения тангенциальных компонент электромагнитного поля, излучаемого (принимаемого) антенной.

Функционально и конструктивно комплекс состоит из:

- прецизионного четырехкоординатного позиционера РЛТГ.411722.005 с контроллером управления, предназначенного для установки и вращения испытываемой антенны в горизонтальной плоскости, в плоскости элевации, поляризации и для перемещения по дальности;
- прецизионного четырехкоординатного Т-сканера РЛТГ.411722.004 с контроллером управления, предназначенного для установки и вращения вспомогательной антенны в плоскости поляризации;
- источника бесперебойного питания Pro-5000, обеспечивающего стабилизированное электропитание комплекса;
- сетевого коммутатора Акманай 2424GE-S, предназначенного для обеспечения сетевого взаимодействия;
- фильтра питания помехоподавляющего 380В/63А/50Гц (L1-3,N,PE), предназначенного для электропитания комплекса ;
- радиопоглощающего материала ШТИЛЬ-100.К45, предназначенного для уменьшения уровней вторичных излучений;
- комплекта калиброванных антенн-зондов RL-ZND-2-40, предназначенного для передачи и приема СВЧ сигналов от 2 до 40 ГГц;
- комплекта эталонных (образцовых) антенн RL-ANTC-03-40, предназначенного для измерений коэффициента усиления в частотном диапазоне от 0,3 до 40 ГГц;
- комплекта системы видеонаблюдения ЛГЕИ.442269.020, предназначенного для визуального наблюдения и записи (видеорегистрации) событий при измерениях;

- комплекта радиочастотного оборудования ЛГЕИ.442269.220, предназначенного для обеспечения радиотехнических измерений;
 - комплекта кабелей связи, управления, питания ЛГЕИ.442269.221, обеспечивающего цифровые и аналоговые связи между элементами комплекса;
 - комплекта персональных компьютеров (ПК) в комплекте с приборной стойкой ЛГЕИ.442269.223, предоставляющего оператору интерфейс для автоматизированного управления элементами комплекса, сбора, обработки, хранения и вывода результатов измерений.
- Заводской номер 2290012, идентифицирующий данный комплекс, указывается на самоклеющейся этикетке, размещённой на лицевой стороне приборной стойки в формате цифрового обозначения.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям векторного анализатора цепей (ВАЦ) и модулей расширения частотного диапазона предусмотрены пломбы в виде наклеек.

Внешний вид составных частей комплекса приведен на рисунках 1 - 10. Место размещения знака утверждения типа, заводского номера и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2, 8 и 9.

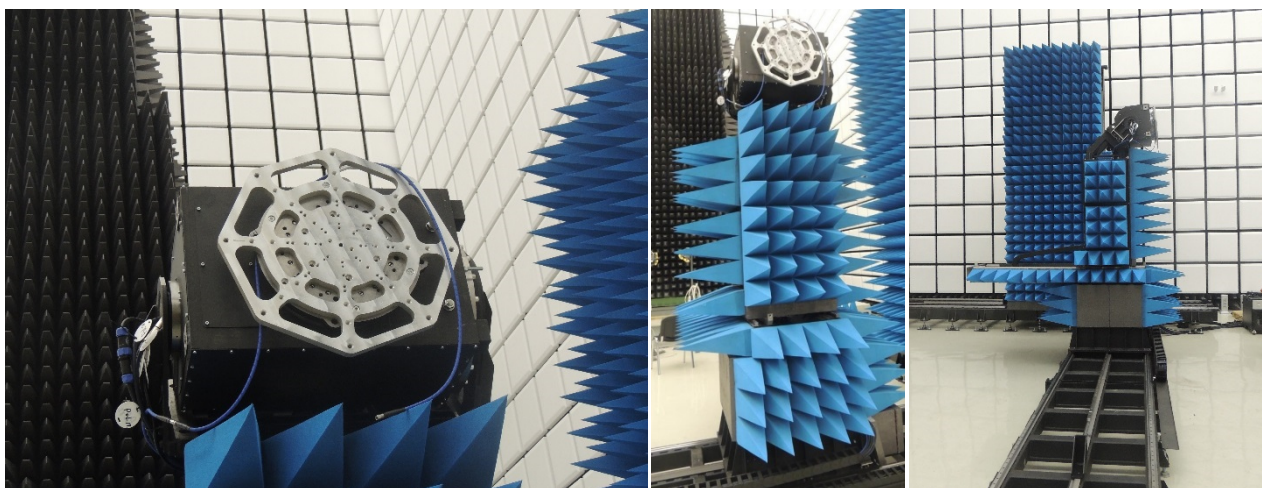


Рисунок 1 - Внешний вид прецизионного четырехкоординатного позиционера РЛТГ.411722.005

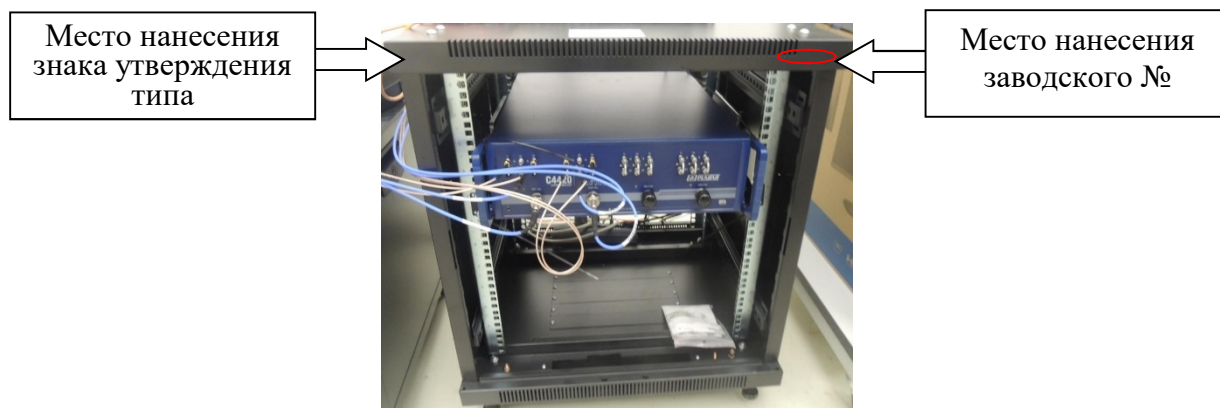


Рисунок 2 – Внешний вид приборной стойки с приборами, место размещения наклейки и место нанесения заводского номера



Рисунок 3 - Внешний вид прецизионного четырехкоординатного Т-сканера РЛТГ.411722.004



Рисунок 4 - Внешний вид лицевых панелей контроллеров управления



Рисунок 5 - Внешний вид задних панелей контроллеров управления

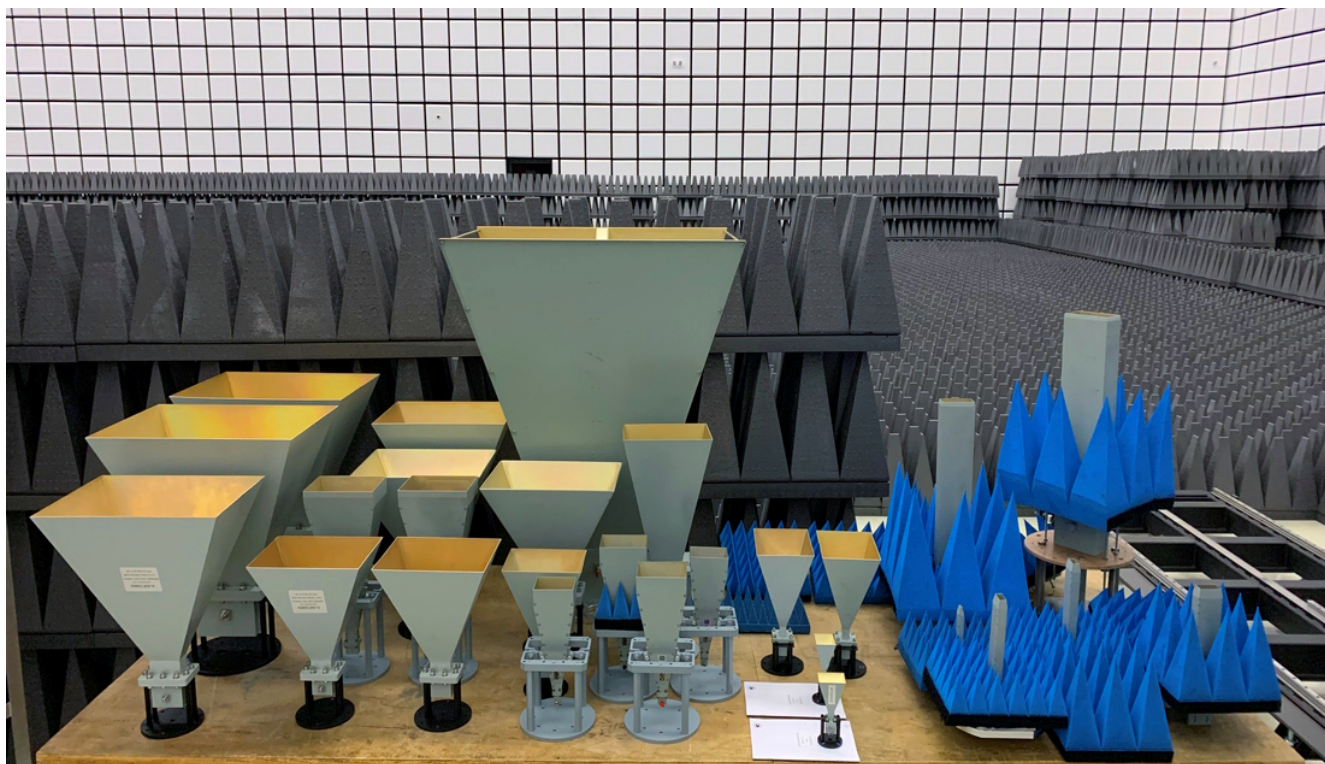


Рисунок 6 - Внешний вид комплекта эталонных (образцовых) антенн и комплекта калиброванных антенн-зондов



Рисунок 7 – Лицевая панель ВАЦ С4420 с модулями расширения частотного диапазона



Рисунок 8 - Задняя панель ВАЦ С4420 (место пломбировки)

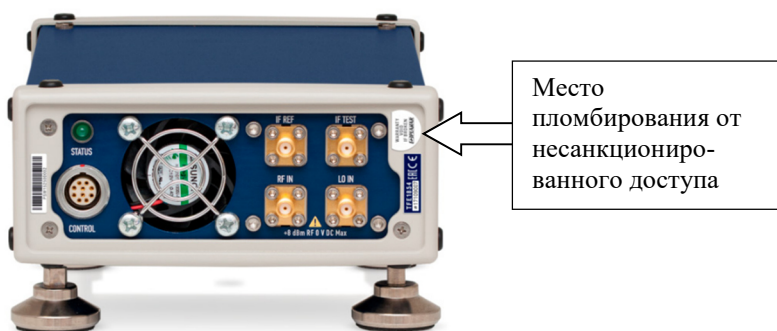


Рисунок 9 - Задняя панель модуля расширения частотного диапазона (место пломбировки)



Рисунок 10 - Внешний вид рабочего места

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (далее - ПО) комплекса представляет собой ПО «RL-BEAM-DA» и «RL-BEAM-DTV».

ПО «RL-BEAM-DA» предназначено для автоматизации работы комплекса, ручного управления позиционером и сканером, настройки параметров их перемещения, настройки параметров работы анализатора цепей, задания плана измерений и для запуска измерения.

ПО «RL-BEAM-DTV» предназначено для:

- обработку результатов измерений и получение значений радиотехнических характеристик исследуемой антенны;
- представление радиотехнических характеристик исследуемой антенны в виде таблиц, графиков и диаграмм;

– хранение результатов измерений и радиотехнических характеристик исследуемой антенны.

ПО работает под управлением операционной системы Windows 11.

Уровень защиты ПО «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	RL-BEAM-DA.exe	RL-BEAM-DTV.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.0.0	2.0.146.714
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) по алгоритму MD5	6A635D4D842A694FD48 9E80F99B35A08	E73E3AEC4F7492A25 36675A89BAE87D8

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от 2 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений амплитудного распределения электромагнитного поля (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 50 дБ и кроссполяризационной развязке антенны-зонда не менее 20 дБ) при относительных уровнях амплитудного распределения, дБ	
-10 дБ	±0,5
-15 дБ	±0,7
-20 дБ	±0,8
-25 дБ	±1,2
-30 дБ	±1,5
-35 дБ	±3,8
-40 дБ	±5,0
-45 дБ	±6,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазового распределения электромагнитного поля (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 50 дБ) при относительных уровнях амплитудного распределения, °	
-10 дБ	±4
-15 дБ	±8
-20 дБ	±10
-25 дБ	±12
-30 дБ	±15
-35 дБ	±18
-40 дБ	±20

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
-45 дБ	±25
Диапазон измерений амплитудных диаграмм направленности ¹⁾ , дБ, не менее	50
Диапазон измерений фазовых диаграмм направленности, °	от 0 до 360
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений амплитудных диаграмм направленности (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 50 дБ и кроссполяризационной развязке антенны-зонда не менее 20 дБ) до относительных уровней, дБ	
-10 дБ	±0,5
-15 дБ	±0,8
-20 дБ	±1,0
-25 дБ	±1,5
-30 дБ	±2,0
-35 дБ	±4,5
-40 дБ	±6,0
-45 дБ	±8,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазовых диаграмм направленности (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 50 дБ) при относительных уровнях амплитудных диаграмм, °	
-10 дБ	±5
-15 дБ	±10
-20 дБ	±15
-25 дБ	±18
-30 дБ	±20
-35 дБ	±25
-40 дБ	±35
-45 дБ	±50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента эллиптичности (при динамическом диапазоне измеренного амплитудного распределения не менее 50 дБ и кроссполяризационной развязке антенны-зонда не менее 20 дБ), %	
от 0,9 до 1	±8
от 0,8 до 0,9	±9
от 0,7 до 0,8	±10
от 0,6 до 0,7	±10
от 0,5 до 0,6	±11
от 0,4 до 0,5	±12
от 0,3 до 0,4	±15

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента усиления антенны методом замещения при погрешности измерений коэффициента усиления эталонной антенны 0,35 дБ и коэффициенте стоячей волны по напряжению испытываемой антенны, дБ 1,2 1,5 2,0	$\pm 0,8$ $\pm 0,9$ $\pm 1,0$
Примечания: 1) При КУ измеряемой антенны не менее 15 дБ в диапазоне частот от 2 до 26 ГГц (включительно) и при КУ измеряемой антенны не менее 30 дБ в диапазоне частот от 26 до 40 ГГц и при полосе фильтра ПЧ равной 50 Гц.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Число программно-управляемых координат четырехкоординатного позиционера	5
Число программно-управляемых координат четырехкоординатного Т-сканера	4
Диапазон изменений положения антенны-зонда Т-сканера по линейным координатам, мм по оси X по оси Y	± 1650 ± 1500
Диапазон горизонтального перемещения угломестного позиционера (слайдера) четырехкоординатного позиционера по линейной координате, мм	от 0 до 2000
Сектор углов восстанавливаемых диаграмм направленности при планарном сканировании, не менее, °	± 65
Габаритные размеры сканера, мм, не более длина ширина высота	7000 6500 6600
Параметры электропитания от сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность окружающего воздуха при температуре плюс 20 °C, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на контроллер управления прецизионного четырехкоординатного позиционера в виде наклейки и титульный лист документа ЛГЕИ.442269.002 ПС «Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик ОНА в дальнем поле до 40 ГГц. Паспорт» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплекса

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик ОНА в ближнем поле до 40 ГГц в составе:	ЛГЕИ.442269.002	1
Прецизионный четырехкоординатный позиционер	РЛТГ.411722.005	1
Прецизионный четырехкоординатный Т-сканер	РЛТГ.411722.004	1
Источник бесперебойного питания	Pro-5000	1
Сетевой коммутатор	Акманай 2424GE-S	1
Фильтр питания помехоподавляющий	380В/63А/50Гц (L1-3,N,PE)	1
Радиопоглощающий материал	ШТИЛЬ-100.К45	15 м ²
Комплект калиброванных антенн-зондов в составе:	RL-ZND-2-40	1
- антенна-зонд диапазона частот от 2 до 2,6 ГГц	П6-150-31	1
- антенна-зонд диапазона частот от 2,6 до 3,95 ГГц	П6-150-41	1
- антенна-зонд диапазона частот от 3,95 до 5,85 ГГц	П6-150-51	1
- антенна-зонд диапазона частот от 4,9 до 7,05 ГГц	П6-150-6	1
- антенна-зонд диапазона частот от 7,05 до 10 ГГц	П6-150-7	1
- антенна-зонд диапазона частот от 7,05 до 10 ГГц	П6-150-7	1
- антенна-зонд диапазона частот от 8,2 до 12,4 ГГц	П6-150-8	1
- антенна-зонд диапазона частот от 12,4 до 18 ГГц	П6-150-9	1
- антенна-зонд диапазона частот от 18 до 26,5 ГГц	П6-150-10	1
- антенна-зонд диапазона частот от 22 до 33 ГГц	П6-150-101	1
- антенна-зонд диапазона частот от 26,5 до 40 ГГц	П6-150-11	1
Комплект эталонных (образцовых) антенн в составе:	RL-ANTC-03-40	1
- антенна диапазона частот от 0,3 до 3 ГГц	П6-160	1
- антенна диапазона частот от 1,45 до 2,2 ГГц	LB-510-15-C-SF	1
- антенна диапазона частот от 2,2 до 3,3 ГГц	LB-340-15-C-SF	1
- антенна диапазона частот от 3,3 до 4,9 ГГц	LB-229-20-C-SF	1
- антенна диапазона частот от 4,9 до 7,05 ГГц	LB-159-20-C-SF	1

Продолжение таблицы 4

- Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
- антенна диапазона частот от 7,05 до 10 ГГц	LB-112-20-C-SF	1
- антенна диапазона частот от 7,05 до 10 ГГц	LB-112-20-C-SF	1
- антенна диапазона частот от 8,2 до 12,4 ГГц	П1-139/3	1
- антенна диапазона частот от 12,4 до 18 ГГц	П1-139/4	1
- антенна диапазона частот от 18 до 26,5 ГГц	П1-139/5	1
- антенна диапазона частот от 22 до 33 ГГц	LB-34-20-C-KF	1
- антенна диапазона частот от 26,5 до 40 ГГц	П1-139/6	1
Комплект системы видеонаблюдения	ЛГЕИ.442269.020	1
Комплект радиочастотного оборудования	ЛГЕИ.442269.220	1
Комплект кабелей связи, управления, питания	ЛГЕИ.442269.221	1
Комплект ПК в комплекте с приборной стойкой	ЛГЕИ.442269.223	1
Руководство по эксплуатации	ЛГЕИ.442269.002 РЭ	1
Паспорт	ЛГЕИ.442269.002 ПС	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Функциональные возможности» документа ЛГЕИ.442269.002 РЭ «Комплекс автоматизированный измерительно-вычислительный (АИВК) для измерения радиотехнических характеристик ОНА в ближнем поле до 40 ГГц. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-производственное объединение им. С.А.Лавочкина»
(АО «НПО Лавочкина»)
ИНН 5047196566
Юридический адрес: 141402, Московская обл., г. Химки, Ленинградская ул., д. 24

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственное объединение им. С.А.Лавочкина»
(АО «НПО Лавочкина»)
ИНН 5047196566
Адрес: 141402, Московская обл., г. Химки, Ленинградская ул., д. 24

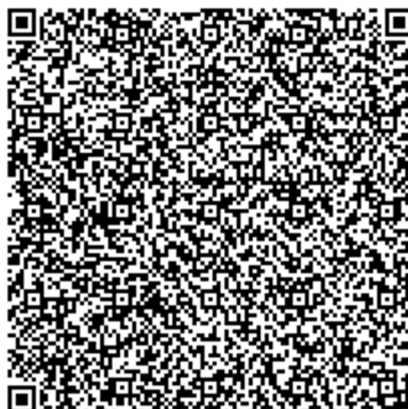
Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2023 г. № 2222

Регистрационный № 90221-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Самараэнерго» (ООО «Таркетт Соммер»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Самараэнерго» (ООО «Таркетт Соммер») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики активной и реактивной электрической энергии (счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных ПАО «Самараэнерго» (далее по тексту – сервер ИВК-1) с установленным программным обеспечением (далее-ПО) «ПИРАМИДА 2000», сервер баз данных ПАО «Россети Московский регион» (далее по тексту – сервер ИВК-2) с установленным ПО «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3 (2 штуки), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счётчика без учёта коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по техническим средствам приёма-передачи данных поступает на сервер ИВК-2, где осуществляется обработка, формирование и хранение измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, оформление справочных и отчётных документов.

Сервер ИВК-2 в автоматическом режиме один раз в сутки формирует содержащую измерительную информацию о получасовых значениях электроэнергии макеты XML80020 и отправляет их на сервер ИВК-1.

Сервер ИВК-1 может производить приём, обработку, хранение и отображение измерительной информации от АИИС КУЭ утверждённого типа сторонних организаций, полученной посредством электронной почты в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

Передача информации от сервера ИВК-1 в АО «АТС» с электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется с АРМ в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Передача данных осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК-1, ИВК-2). В состав СОЕВ входят УСВ типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК-1 и ИВК-2 со шкалой времени, соответствующего УСВ происходит периодически, но не реже чем один раз в сутки. Синхронизация шкалы времени серверов ИВК со шкалой времени соответствующего УСВ осуществляется независимо от величины расхождения шкал времени серверов ИВК и УСВ.

Сравнение шкалы времени счётчиков со шкалой времени сервера ИВК-2 происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счётчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК-2 на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счётчика.

Журналы событий счётчика и серверов ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ указывается в формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике, который крепится на шкаф сервера ИВК-1.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ПИРАМИДА 20000» и ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «ПИРАМИДА 2000»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 30.01/2014/C-3072
Цифровой идентификатор ПО	9FA97BA8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 32

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведён в таблице 3.

Таблица 3 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счётчик	ИВК
1	ПС 110 кВ Тополь, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №13, 2КЛ-6 кВ фид. 103	ТВЛМ-10 К _{тт} = 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 К _{тн} =6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 27524-04	УСВ-3, рег.№51644-12 Сервер ИВК-1, УСВ-3, рег.№64242-16 Сервер ИВК-2
2	ПС 110 кВ Тополь, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №23, 2КЛ-6 кВ фид. 203	ТВЛМ-10 К _{тт} = 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 К _{тн} =6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 27524-04	

Продолжение таблицы 3

Примечания: 1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2. Допускается замена ТТ, ТН, счётчиков на аналогичные утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 3. Допускается замена УСВ на аналогичное, утверждённого типа. 4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.	
---	--

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$) с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены при $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счётчиков от +10 °С до +35 °С			

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25

Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4
--	--

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счётчиков, °С температура окружающей среды для серверов ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от -40 до +45 от +10 до +35 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надёжность применяемых компонентов Счётчики: СЭТ-4ТМ.03.01 (рег.№ 27524-04) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Серверов ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации Счётчики: СЭТ-4ТМ.03.01 (рег.№ 27524-04) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - Серверов ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надёжность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал серверов:
параметрирования;
коррекции времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счётчиков электрической энергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; серверов ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании: счётчиков электрической энергии; серверов ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- серверах ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10- 95УХЛ2	2
Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Сервер ИВК ПАО «Самараэнерго»	ИВК-1	1
Сервер ИВК ПАО «Россети Московский регион»	ИВК-2	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/241/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ПАО «Самараэнерго» (ООО «Таркетт Соммер»)). МВИ 26.51/241/23, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Самараэнерго»
(ПАО «Самараэнерго»)
ИНН 6315222985
Юридический адрес: 443079, г. Самара, пр-д Георгия Митирева, д. 9
Телефон (846) 340-38-00
Web-сайт: samaraenergo.ru
E-mail: info@samaraenergo.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Самараэнерго»
(ПАО «Самараэнерго»)
ИНН 6315222985
Адрес: 443079, г. Самара, пр-д Георгия Митирева, д. 9
Телефон (846) 340-38-00
Web-сайт: samaraenergo.ru
E-mail: info@samaraenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

