

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 26 » июня 2023 г. № 1322

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-3000	Е	89422-23	444	Общество с ограниченной ответственностью "Строительно-монтажное предприятие "Конкурент" (ООО "СМП "Конкурент"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Строительно-монтажное предприятие "Конкурент" (ООО "СМП "Конкурент"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью фирма "С.А.С." (ООО фирма "С.А.С."), Краснодарский край, Динской р-н, ст-ца Новотитаровская	ФБУ "Краснодарский ЦСМ", г. Краснодар	15.02.2023
2.	Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном	РВСП-2000	Е	89423-23	37	Общество с ограниченной ответственностью "Строительно-монтажное предприятие "Конкурент" (ООО "СМП "Конкурент"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "Строительно-монтажное предприятие "Конкурент" (ООО "СМП "Конкурент"), г. Краснодар	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью фирма "С.А.С." (ООО фирма "С.А.С."), Краснодарский край, Динской р-н, ст-ца Новотитаровская	ФБУ "Краснодарский ЦСМ", г. Краснодар	10.03.2023

3.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС	Е	89424-23	модификация РГС-15 №1; модификация РГС-50 №№4, 5; модификация РГС-100 №№2, 3	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.04.2023
4.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС	Е	89425-23	модификация РГС-20 зав. №4; модификация РГС-25 зав. №№5, 6; модификация РГС-60 зав. №№1, 2, 3	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.04.2023
5.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС	Е	89426-23	модификация РГС-30 зав. №№2, 3; модификация РГС-60 зав. №1	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.04.2023
6.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-25	Е	89427-23	1, 2, 3, 4, 5, 6	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.04.2023
7.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче-	РГС	Е	89428-23	модификация РГС-25 № 5; модификация РГС-60 №№ 1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.04.2023

	ские					АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань				АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань		
8.	Магнитометры	Mag	С	89429-23	модель OVHmag зав. №№ 100PA/100RA, 100PB/100RF, 100PF/100RD; модель 2OVHmag зав. №№ 100PR/100PE/100PT, 100P4/100P5/100PZ, 100P1/100P9/100PX; модель SmartMag зав. № 100PW/100PP, 100RQ/100RR, 100RZ/100RU	Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОДЕВАЙС" (ООО "ГЕОДЕВАЙС"), г. Санкт-Петербург; Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОДЕВАЙС ГЕОФИЗИКА" (ООО "ГЕОДЕВАЙС ГЕОФИЗИКА"), г. Санкт-Петербург; Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОДЕВАЙС ТЕХНОЛОДЖИС" (ООО "ГЕОДЕВАЙС ТЕХНОЛОДЖИС"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОДЕВАЙС" (ООО "ГЕОДЕВАЙС"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 2205-0002-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОДЕВАЙС" (ООО "ГЕОДЕВАЙС"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	24.04.2023
9.	Резервуары горизонтальные стальные	РГС-50	Е	89430-23	1, 2	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью	ООО фирма "Метролог", г. Казань	18.04.2023

	цилиндрические					"Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск	"Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск				"Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск		
10.	Контроллеры измерительные	FloBoss S600+	E	89431-23	18361863, 18361864, 20027135, 20027136, 20027836, 20027967	SC Emerson SRL, Румыния	Акционерное общество "Арктическая газовая компания" (АО "АРКТИК-ГАЗ"), ЯНАО, г. Новый Уренгой	ОС	МП 0303/1-311229-2023	2 года	Акционерное общество "Арктическая газовая компания" (АО "АРКТИК-ГАЗ"), ЯНАО, г. Новый Уренгой	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	03.03.2023
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП АО "ЛОЭСК" - "Центральные электрические сети"	Обозначение отсутствует	E	89432-23	319/23	Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль" (ООО "Энерготестконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская обл., Кировский р-н, г. Шлиссельбург	ОС	МП 26.51/212/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль" (ООО "Энерготестконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	07.04.2023
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	E	89433-23	001	Акционерное общество "Независимая Электросетевая Компания" (АО "НЭСК"), г. Саратов	Общество с ограниченной ответственностью "Электросбытовая компания" (ООО "Электросбыт"), г. Саратов	ОС	МП 26.51/213/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	14.04.2023

	(АИИС КУЭ) котельные г. Котово, г. Жирновск												
13.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС-1000	Е	89434-23	1, 2, 3, 4, 5	Общество с ограниченной ответственностью "Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск	Общество с ограниченной ответственностью "Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Полиметалл ДВ" (ООО "Полиметалл ДВ"), г. Хабаровск	ООО фирма "Метролог", г. Казань	18.04.2023
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП "Райчихинская ГРЭС" АО "ДГК"	Обозначение отсутствует	Е	89435-23	1119.04	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-1503-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	18.03.2023
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Насос-	Обозначение отсутствует	Е	89436-23	1119.05	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" (АО "ДГК"), г. Хабаровск	ОС	МП СМО-1703-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	18.03.2023

	ные станции СП "Райчи- хинская ГРЭС" АО "ДГК"												
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ" №1	Обозначение отсутствует	Е	89437-23	1	Общество с ограниченной ответственностью "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Ульяновск	Общество с ограниченной ответственностью "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Ульяновск	ОС	МП 26.51.43/09 /23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Ульяновск	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	28.04.2023
17.	Газоанализаторы	ТОП-СЕНС	С	89438-23	Модификация ТОП-СЕНС 210, сер. № В0012022; модификация ТОП-СЕНС 260, сер. № В0022022; модификация ТОП-СЕНС 310, сер. № В0032022; модификация ТОП-СЕНС 360, сер. № В0042022; модификация ТОП-СЕНС 380, сер. № В0052022; модификация ТОП-СЕНС 510, сер. № В0072022; модификация ТОП-СЕНС 610, сер. № В0082022; модификация ТОП-СЕНС	Общество с ограниченной ответственностью "ПКФ ТОП-СЕНС" (ООО "ПКФ ТОП-СЕНС"), г. Москва; Общество с ограниченной ответственностью "ТОП-СЕНС" (ООО "ТОП-СЕНС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ПКФ ТОП-СЕНС" (ООО "ПКФ ТОП-СЕНС"), г. Москва	ОС	МП-060-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТОП-СЕНС" (ООО "ТОП-СЕНС"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", г. Ставрополь	21.02.2023

					10 N, сер. № B0092022; модификация ТОП-СЕНС 500, сер. № B0062022; модификация ТОП-СЕНС 1000, сер. № B0102022; модификация ТОП-СЕНС 4100 G, сер. № B0112022; модификация ТОП-СЕНС 4100 S, сер. № B0122022; модификация ТОП-СЕНС F, сер. № B0132022; модификация ТОП-СЕНС N, сер. № B0142022								
18.	Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	Е	89439-23	1306, 7816, 7855, 8002	ПО "Запорожтрансформатор", Украина (изготовлены в 1968-1981гг)	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	16.05.2023
19.	Датчики силы тензометрические арматурные	RSS-01-R	С	89440-23	RSS-01-R20 зав. №248, RSS-01-R32 зав. № 196	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-техническое производственное предприятие "Горизонт-М" (ООО "НТП	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-техническое производственное предприятие "Горизонт-М" (ООО "НТП	ОС	МП-552/02-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-техническое производственное предприятие "Горизонт-М" (ООО "НТП "Гори-	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	23.03.2023

						"Горизонт-М"), г. Москва	"Горизонт-М"), г. Москва				зонт-М"), г. Москва		
20.	Датчики температуры	ТН-Т	С	89441-23	13302100149, 13302100150, 13302100151	Roctest Limited (Roctest Ltd.), Канада	Roctest Limited (Roctest Ltd.), Канада	ОС	МП-139-2023	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "НТЦ Сфера" (ООО "НТЦ Сфера"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	26.01.2023
21.	Наборы мер скорости распространения продольных ультразвуковых волн	UCB011	С	89442-23	001	Общество с ограниченной ответственностью "Акустические Контрольные Системы" (ООО "АКС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Акустические Контрольные Системы" (ООО "АКС"), г. Москва	ОС	МП 4201/0278-2022	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Акустические Контрольные Системы" (ООО "АКС"), г. Москва	ФБУ "УРАЛ-ТЕСТ", г. Екатеринбург	12.12.2022
22.	Преобразователи акустической эмиссии	7Х	С	89443-23	7С101НА зав. № 23015; 7С102НВ зав. №№ 22309, 23010; 7С104НВ зав. № 23001; 7С105НВ зав. № 23001; 7С201ТА зав. №№ 23001, 23002; 7V104НА зав. № 23001; 7V201ТА зав. №№ 23001, 23003	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	ОС	МП А3009.0484-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ГТЛаб" (ООО "ГТЛаб"), Нижегородская обл., г. Саров	ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ", Нижегородская обл., г. Саров	14.04.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89438-23

Лист № 1
Всего листов 47

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ТОП-СЕНС

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ТОП-СЕНС (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли, массовой и дозрывной концентрации токсичных, горючих, углеводородных газов и паров горючих жидкостей, (в том числе газов, образованных в результате испарения горючих жидкостей таких как нефть, керосин, бензин, дизельное топливо), летучих органических соединений и кислорода в воздухе рабочей зоны и атмосферном воздухе, в закрытых (замкнутых) пространствах и жилых помещениях, в промышленных помещениях и открытых пространствах промышленных объектов, трубопроводах и воздуховодах, и подачи предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термокаталитические (ТК), основанные на беспламенном окислении горючих компонентов газовой смеси на поверхности катализатора;
- электрохимические (ЭХ), основанные на потенциостатической амперометрии, заключающейся в измерении тока при электрохимическом окислении вещества на рабочем электроде электрохимической ячейки;
- инфракрасные (ИК), основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- фотоионизационные (ФИ), основанные на измерении силы тока, вызванного ионизацией газов и паров, пропорциональной концентрации определяемого вещества;
- полупроводниковые (ПП), основанные на измерении изменения электропроводимости полупроводникового газочувствительного слоя пропорциональной концентрации определяемого вещества, при химической адсорбции газа на его поверхности.

Газоанализаторы изготавливаются в следующих модификациях:

- ТОП-СЕНС 210, ТОП-СЕНС 260, ТОП-СЕНС 310, ТОП-СЕНС 360, ТОП-СЕНС 380, ТОП-СЕНС 510, ТОП-СЕНС 610 (переносного (портативного) исполнения)
- ТОП-СЕНС 10 N, ТОП-СЕНС 500, ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС 4100 G, ТОП-СЕНС 4100 S, ТОП-СЕНС F, ТОП-СЕНС N (стационарного исполнения).

Модификации газоанализаторов отличаются друг от друга перечнем определяемых компонентов, диапазонами измерений, количеством устанавливаемых сенсоров и конструктивным исполнением.

В зависимости от исполнения газоанализаторы выполнены в металлическом, алюминиевом или пластиковом корпусе.

Конструктивно газоанализаторы представляют собой автоматические приборы непрерывного действия.

Газоанализаторы в переносном (портативном) исполнении состоят из электронного блока управления, блока установки сенсоров, дисплея (монокромный или цветной), корпуса и элементов питания.

Функционально газоанализаторы в переносном (портативном) исполнении обеспечивают:

- непрерывное измерение концентрации газов, с отображением полученных значений на дисплее;
- диффузионный или принудительный забор пробы, со встроенным либо подключаемым насосом;
- автоматическую либо принудительную установку нуля;
- самодиагностику при включении и во время работы;
- запись событий и измеренных значений во внутреннюю память с сохранением;
- индикацию неисправностей/ошибок/заряда батареи;
- функцию установки защиты от выключения;
- выдачу световой, звуковой и вибросигнализации при достижении предустановленных «Порогов» срабатывания.

Газоанализаторы в переносном (портативном) исполнении имеют проводной интерфейс USB, ИК порт и беспроводной модуль передачи данных (частота 2,4 ГГц или 868 МГц по протоколам Mxair, LoRaWAN, LoRa, E-WIRE (опционально)), Bluetooth (опционально); модуль определения местоположения (GPS, ГЛОНАСС (опционально)).

Газоанализаторы в стационарном исполнении состоят из измерительного модуля, электронного модуля, корпуса и крышки. Измерительный модуль имеет в составе один/два из типов сенсоров (ИК, ТК, ПП, ЭХ, ФИ), которые имеют встроенную энергонезависимую память, хранящую градуировочные характеристики, наименование определяемого компонента, диапазон измерения. Выполнены в металлическом алюминиевом корпусе с крышкой, на боковой поверхности которого расположены технологические отверстия для подключения внешних цепей и светозвуковых оповещателей. Цвет окрашиваемых корпусов определяется при заказе.

Функционально газоанализаторы в стационарном исполнении обеспечивают:

- непрерывное автоматическое измерение концентрации газов в воздухе;
- преобразование измеряемой концентрации в унифицированный токовый сигнал и выдачу информации по цифровым каналам связи пропорционально измеренным значениям;
- выдачу токового сигнала (4-20) мА, по протоколу HART, по интерфейсу RS-485 (с протоколом MODBUS) (опционально);
- отображение полученных значений на дисплее либо на внешнем устройстве;
- проводной интерфейс USB, ИК порт и беспроводной модуль передачи данных (частота 2,4 ГГц или 868 МГц по протоколам Mxair, LoRaWAN, LoRa, E-WIRE (опционально)), Bluetooth (опционально); модуль определения местоположения (GPS, ГЛОНАСС (опционально));
- контроль за превышением установленных пороговых значений, непрерывную самодиагностику аппаратной части газоанализатора;
- выдачу световой, звуковой и вибросигнализации при достижении предустановленных «Порогов» срабатывания;
- самодиагностику при включении.

Газоанализаторы в стационарном исполнении могут использоваться в составе газоаналитических систем или в качестве самостоятельного изделия.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится типографским методом на маркировочную табличку (рисунок 2).

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.



а) модификация ТОП-СЕНС 210



б) модификация ТОП-СЕНС 260



в) модификация ТОП-СЕНС 310



г) модификация ТОП-СЕНС 360



д) модификация ТОП-СЕНС 380



е) модификация ТОП-СЕНС 510



ж) модификация ТОП-СЕНС 610



з) модификация ТОП-СЕНС 500



и) модификация ТОП-СЕНС 1000



к) модификация ТОП-СЕНС F



л) модификация ТОП-СЕНС 4100 G



м) модификации ТОП-СЕНС 4100 S



н) модификация ТОП-СЕНС 10 N

о) модификация ТОП-СЕНС N

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов

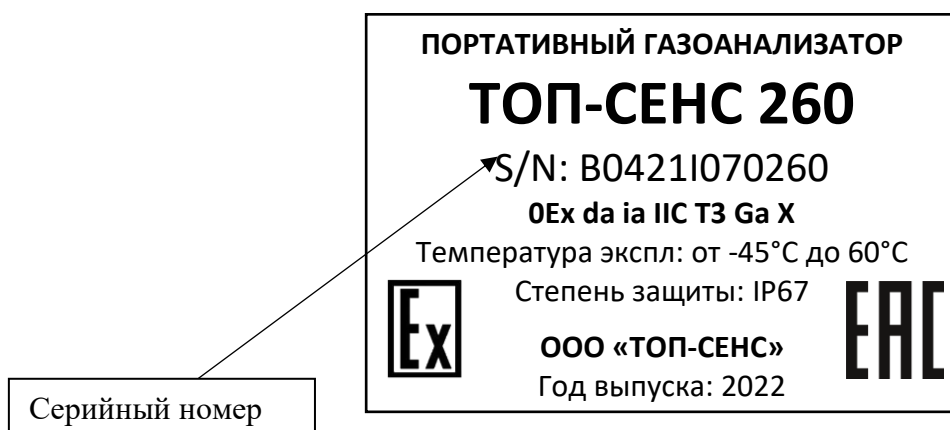


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички газоанализаторов

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), разработанное для решения задач измерения содержания определяемого компонента в воздухе.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО газоанализаторов 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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТОП-СЕНС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с инфракрасным сенсором (ИК)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан CH ₄	ИК _{сп} -CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -CH ₄ -100Т	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -CH ₄ -50Т	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,13 % (± 3 % НКПР)
	ИК _{сп} -CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -CH ₄ -100 %	от 0 до 100 %		± (0,1+0,049·X) %
	ИК _{сп} -CH ₄ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
св.500 до 7000 мг/м ³			± (0,152·X – 15,6)	
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ (поверочный компонент метан)	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6)
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ (поверочный компонент пропан)	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Этилен C ₂ H ₄	ИК _{сп} -C ₂ H ₄ -100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,12 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ H ₄ -50	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Пропан C ₃ H ₈	ИК _{сп} -C ₃ H ₈ -100	0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,051 % (± 3 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₃ H ₈ -100 %	от 0 до 100 %		± (0,1+0,049·X) %
	ИК _{сп} -C ₃ H ₈ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6)
н-бутан C ₄ H ₁₀	ИК _{сп} -C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,07 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,07 % (± 5 % НКПР)
1-бутен C ₄ H ₈	ИК _{сп} -C ₄ H ₈ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,08 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,08 % (± 5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	ИК _{сп} -i-C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,30 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,065 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -i-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,065 % (± 5 % НКПР)
н-пентан C ₅ H ₁₂	ИК _{сп} -C ₅ H ₁₂ -100	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,055 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,055 % (± 5 % НКПР)
Циклопентан C ₅ H ₁₀	ИК _{сп} -C ₅ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,07 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₅ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,07 % (± 5 % НКПР)
н-гексан C ₆ H ₁₄	ИК _{сп} -C ₆ H ₁₄ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,05 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₆ H ₁₄ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,05 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Циклогексан C ₆ H ₁₂	ИК _{сп} -C ₆ H ₁₂ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,05 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,05 % (± 5 % НКПР)
Этан C ₂ H ₆	ИК _{сп} -C ₂ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,12 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Пары нефтепродуктов	ИК _{сп} -СН-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Метанол CH ₃ OH	ИК _{сп} -CH ₃ OH-50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,3 % (± 5 % НКПР)
Бензол C ₆ H ₆	ИК _{сп} -C ₆ H ₆ -100	от 0 до 1,2 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,06 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₆ H ₆ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,06 % (± 5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ИК _{сп} -C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,1 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Этанол C ₂ H ₅ OH	ИК _{сп} -C ₂ H ₅ OH-50	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,16 % (± 5 % НКПР)
н-гептан C ₇ H ₁₆	ИК _{сп} -C ₇ H ₁₆ -100	от 0 до 0,85 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,078 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₇ H ₁₆ -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,042 % (± 5 % НКПР)
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ИК _{сп} -C ₂ H ₄ O-100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,13 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} -C ₂ H ₄ O-50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,13 % (± 5 % НКПР)
Диоксид углерода CO ₂	ИК _{сп} -CO ₂ -2,5	от 0 до 2,5 %	от 0 до 0,5 % включ.	± 0,05 %
			св. 0,5 до 2,5 %	± (0,1·X) %
	ИК _{сп} -CO ₂ -5	от 0 до 5 %	от 0 до 2,5 % включ.	± 0,25 %
			св. 2,5 до 5,0 %	± (0,1·X) %

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
2-пропанон (ацетон) C_3H_6O	ИК _{сп} - C_3H_6O -50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) $i-C_4H_8$	ИК _{сп} - $i-C_4H_8$ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} - $i-C_4H_8$ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
2-метил-1,3-бутадиен (изопрен) C_5H_8	ИК _{сп} - C_5H_8 -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} - C_5H_8 -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
Ацетилен C_2H_2	ИК _{сп} - C_2H_2 -100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} - C_2H_2 -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
Акрилонитрил C_3H_3N	ИК _{сп} - C_3H_3N -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) C_7H_8	ИК _{сп} - C_7H_8 -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} - C_7H_8 -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
Этилбензол C_8H_{10}	ИК _{сп} - C_8H_{10} -37,5Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)
	ИК _{сп} - C_8H_{10} -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % (± 3 % НКПР)
н-октан C_8H_{18}	ИК _{сп} - C_8H_{18} -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % (± 5 % НКПР)
Этилацетат $C_4H_8O_2$	ИК _{сп} - $C_4H_8O_2$ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	ИК _{сп} - $C_6H_{12}O_2$ -25Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	$\pm 0,036$ % (± 3 % НКПР)
	ИК _{сп} - $C_6H_{12}O_2$ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	ИК _{сп} - C_4H_6 -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	ИК _{сп} - $C_2H_4Cl_2$ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,31 % (± 5 % НКПР)
Диметилсульфид C_2H_6S	ИК _{сп} - C_2H_6S -50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,11 % (± 5 % НКПР)
1-гексен C_6H_{12}	ИК _{сп} - C_6H_{12} -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 5 % НКПР)
2-бутанол (втор-бутанол) sЭХ- C_4H_9OH	ИК _{сп} -sЭХ- C_4H_9OH -31,2Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	± 0,051 % (± 3 % НКПР)
Винилхлорид C_2H_3Cl	ИК _{сп} - C_2H_3Cl -50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,18 % (± 5 % НКПР)
Циклопропан C_3H_6	ИК _{сп} - C_3H_6 -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
	ИК _{сп} - C_3H_6 -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Диметиловый эфир C_2H_6O	ИК _{сп} - C_2H_6O -50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Диэтиловый эфир $C_4H_{10}O$	ИК _{сп} - $C_4H_{10}O$ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,085 % (± 5 % НКПР)
Оксид пропилена C_3H_6O	ИК _{сп} - C_3H_6O -50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,095 % (± 5 % НКПР)
Хлорбензол C_6H_5Cl	ИК _{сп} - C_6H_5Cl -38,4Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	± 0,039 % (± 3 % НКПР)
2-бутанон (метилэтилкетон) C_4H_8O	ИК _{сп} - C_4H_8O -50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,075 % (± 5 % НКПР)
2-метил-2-пропанол (трет-бутанол) tert- C_4H_9OH	ИК _{сп} -tert- C_4H_9OH -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
2-метокси-2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert- $C_5H_{12}O$	ИК _{сп} -tert- $C_5H_{12}O$ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,08 % (± 5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p- C_8H_{10}	ИК _{сп} -p- C_8H_{10} -22,2Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)	± 0,027 % (± 3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o- C_8H_{10}	ИК _{сп} -o- C_8H_{10} -20Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)	± 0,03 % (± 3 % НКПР)
2-пропанол (изопропанол) i- C_3H_7OH	ИК _{сп} -i- C_3H_7OH -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Октен C_8H_{16}	ИК _{сп} - C_8H_{16} -33,3Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	± 0,027 % (± 3 % НКПР)

Окончание таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
2-метилбутан (изопентан) $i-C_5H_{12}$	ИК _{сп} -i-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,065 % (± 5 % НКПР)
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	ИК _{сп} -CH ₃ SH-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,21 % (± 5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	ИК _{сп} -C ₂ H ₅ SH-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	ИК _{сп} -C ₂ H ₃ N-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,15 % (± 5 % НКПР)
Диметилдисульфид C ₂ H ₆ S ₂	ИК _{сп} -C ₂ H ₆ S ₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,055 % (± 5 % НКПР)
Кислород O ₂	ИК _{сп} -O ₂ -25	от 0 до 25%	± 2 %
Оксид азота (Заись азота) N ₂ O	ИК _{сп} -N ₂ O-1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 5 %
	ИК _{сп} -N ₂ O-1	от 0 до 1 %	± 5 %
Бензин ⁴⁾⁵⁾	ИК _{сп} -CH-ПН -50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Дизельное топливо ⁴⁾⁶⁾	ИК _{сп} -CH-ПН -50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Керосин ⁴⁾⁷⁾	ИК _{сп} -CH-ПН -50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Уайт-спирит ⁴⁾⁸⁾	ИК _{сп} -CH-ПН -50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР

¹⁾ при контроле компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведённых в таблице, газоанализаторы применяются для определения содержания компонентов по методикам измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009;

²⁾ диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений;

³⁾ значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ Р МЭК 31610.20-1-2020;

⁴⁾ пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;

⁵⁾ пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002;

⁶⁾ пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005;

⁷⁾ пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86;

⁸⁾ уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005;

X – содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, % (мг/м³).

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с инфракрасным сенсором (ИК)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, млн ⁻¹	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
1,1,1,2-тетрафторэтан C ₂ H ₂ F ₄ (R134a)	ИК _{сп} -R134a-1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 424 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000	св. 424 до 4240	-	± 20
	ИК _{сп} -R134a-2000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 424 включ.	± 20	-
		св. 100 до 2000	св. 424 до 8480	-	± 20
Пентафторэтан C ₂ HF ₅ (R125)	ИК _{сп} -R125-1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 499 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000	св. 499 до 4990	-	± 20
	ИК _{сп} -R125-2000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 499 включ.	± 20	-
		св. 100 до 2000	св. 499 до 9980	-	± 20
Хлордифторметан CHClF ₂ (R22)	ИК _{сп} -R22-1000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 360 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000	св. 360 до 3600	-	± 20
	ИК _{сп} -R22-2000	от 0 до 100 включ.	от 0 до 360 включ.	± 20	-
		св. 100 до 2000	св. 360 до 7200	-	± 20
Дихлордифторметан CCl ₂ F ₂ (R12)	ИК _{сп} -R12-100	от 0 до 50 включ.	от 0 до 251 включ.	± 20	-
		св. 50 до 100	св. 251 до 503	-	± 20

¹⁾ при контроле в воздухе рабочей зоны компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведенных в таблице, газоанализаторы применяются в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов с последующим анализом по методикам (методам) измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009;

²⁾ 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 °C и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль.

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

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан CH ₄	ТК _{сп} -CH ₄ -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,13 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ТК _{сп} -CH ₄ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6)
Этилен C ₂ H ₄	ТК _{сп} -C ₂ H ₄ -50T	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,069 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₂ H ₄ -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Пропан C ₃ H ₈	ТК _{сп} -C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,051 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₃ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,051 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₃ H ₈ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6)
н-бутан C ₄ H ₁₀	ТК _{сп} -C ₄ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,042 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,07 % (± 5 % НКПР)
1-бутен C ₄ H ₈	ТК _{сп} -C ₄ H ₈ -50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,048 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,08 % (± 5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	ТК _{сп} -i-C ₄ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,039 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -i-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,065 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-пентан C ₅ H ₁₂	TK _{сп} - C ₅ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,033 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,055 % (± 5 % НКПР)
Циклопентан C ₅ H ₁₀	TK _{сп} - C ₅ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,042 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} - C ₅ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,07 % (± 5 % НКПР)
н-гексан C ₆ H ₁₄	TK _{сп} - C ₆ H ₁₄ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,03 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} - C ₆ H ₁₄ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,05 % (± 5 % НКПР)
Циклогексан C ₆ H ₁₂	TK _{сп} - C ₆ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,03 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} - C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,05 % (± 5 % НКПР)
Этан C ₂ H ₆	TK _{сп} - C ₂ H ₆ -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,072 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} - C ₂ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Метанол CH ₃ OH	TK _{сп} -CH ₃ OH-50T	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,18 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -CH ₃ OH-50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,3 % (± 5 % НКПР)
Бензол C ₆ H ₆	TK _{сп} -C ₆ H ₆ -50T	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,036 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -C ₆ H ₆ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	TK _{сп} -C ₃ H ₆ -50T	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Этанол C ₂ H ₅ OH	TK _{сп} -C ₂ H ₅ OH-50T	от 0 до 1,55 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	± 0,093 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -C ₂ H ₅ OH-50	от 0 до 1,55 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	± 0,16 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-гептан C_7H_{16}	ТК _{сп} - C_7H_{16} -50Т	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,025$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_7H_{16} -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)
Оксид этилена C_2H_4O	ТК _{сп} - C_2H_4O -50Т	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,078$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_2H_4O -50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
2-пропанон (ацетон) C_3H_6O	ТК _{сп} - C_3H_6O -50Т	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,075$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_3H_6O -50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
Водород H_2	ТК _{сп} - H_2 -50Т	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - H_2 -50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,2$ % (± 5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) $i-C_4H_8$	ТК _{сп} - i - C_4H_8 -50Т	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,048$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - i - C_4H_8 -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
2-метил-1,3- бутадиен (изопрен) C_5H_8	ТК _{сп} - C_5H_8 -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_5H_8 -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
Ацетилен C_2H_2	ТК _{сп} - C_2H_2 -50Т	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,069$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_2H_2 -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
Акрилонитрил C_3H_3N	ТК _{сп} - C_3H_3N -50Т	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,084$ % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_3H_3N -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метилбензол (толуол) C_7H_8	ТК _{сп} - C_7H_8 -50Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,03 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_7H_8 -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,05 % (± 5 % НКПР)
Этилбензол C_8H_{10}	ТК _{сп} - C_8H_{10} -37,5Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	± 0,024 % (± 3 % НКПР)
н-октан C_8H_{18}	ТК _{сп} - C_8H_{18} -50Т	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,024 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_8H_{18} -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,04 % (± 5 % НКПР)
Этилацетат $C_4H_8O_2$	ТК _{сп} - $C_4H_8O_2$ -50Т	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - $C_4H_8O_2$ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Метилацетат $C_3H_6O_2$	ТК _{сп} - $C_3H_6O_2$ -50Т	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,093 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - $C_3H_6O_2$ -50	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,16 % (± 5 % НКПР)
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	ТК _{сп} - $C_6H_{12}O_2$ -25Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	± 0,036 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - $C_6H_{12}O_2$ -50Т	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,042 % (± 3 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	ТК _{сп} - C_4H_6 -50Т	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,042 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_4H_6 -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,07 % (± 5 % НКПР)
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	ТК _{сп} - $C_2H_4Cl_2$ -50Т	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,19 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - $C_2H_4Cl_2$ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,31 % (± 5 % НКПР)
Диметилсульфид C_2H_6S	ТК _{сп} - C_2H_6S -50Т	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,066 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_2H_6S -50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,11 % (± 5 % НКПР)
1-гексен C_6H_{12}	ТК _{сп} - C_6H_{12} -50Т	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,036 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C_6H_{12} -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
2-бутанол (втор-бутанол) sЭХ- C ₄ H ₉ ОН	ТК _{сп} -sЭХ- C ₄ H ₉ ОН-31,2Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	± 0,051 % (± 3 % НКПР)
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	ТК _{сп} -C ₂ H ₃ Cl- 50Т	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,11 % (± 3 % НКПР)
Циклопропан C ₃ H ₆	ТК _{сп} -C ₃ H ₆ -50Т	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,072 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	ТК _{сп} -C ₂ H ₆ O- 50Т	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,081 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₂ H ₆ O-50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Диэтиловый эфир C ₄ H ₁₀ O	ТК _{сп} -C ₄ H ₁₀ O- 50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,051 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₄ H ₁₀ O- 50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,085 % (± 5 % НКПР)
Оксид пропилена C ₃ H ₆ O	ТК _{сп} -C ₃ H ₆ O- 50Т	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,057 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,095 % (± 5 % НКПР)
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	ТК _{сп} -C ₆ H ₅ Cl- 38,4Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	± 0,039 % (± 3 % НКПР)
2-бутанон (метилэтилкетон) C ₄ H ₈ O	ТК _{сп} -C ₄ H ₈ O- 50Т	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,045 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -C ₄ H ₈ O-50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,075 % (± 5 % НКПР)
2-метил- 2-пропанол (трет-бутанол) tert-C ₄ H ₉ ОН	ТК _{сп} -tert-C ₄ H ₉ ОН-50Т	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,054 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -tert-C ₄ H ₉ ОН-50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,09 % (± 5 % НКПР)
2-метокси- 2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	ТК _{сп} -tert-C ₅ H ₁₂ O-50Т	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,048 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} -tert-C ₅ H ₁₂ O-50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,08 % (± 5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	ТК _{сп} -p-C ₈ H ₁₀ - 22,2Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)	± 0,027 % (± 3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o-C ₈ H ₁₀	ТК _{сп} -o-C ₈ H ₁₀ - 20Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)	± 0,03 % (± 3 % НКПР)

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
2-пропанол (изопропанол) i- C ₃ H ₇ OH	TK _{сп} -i- C ₃ H ₇ OH-50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Аммиак NH ₃	TK _{сп} -NH ₃ -50T	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,45 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -NH ₃ -50	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,75 % (± 5 % НКПР)
Октен C ₈ H ₁₆	TK _{сп} -C ₈ H ₁₆ - 33,3T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	± 0,027 % (± 3 % НКПР)
2-метилбутан (изопентан) i-C ₅ H ₁₂	TK _{сп} -i-C ₅ H ₁₂ - 50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,039 % (± 3 % НКПР)
	TK _{сп} -i-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,065 % (± 5 % НКПР)
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	TK _{сп} -CH ₃ SH-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,21 % (± 5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	TK _{сп} -C ₂ H ₅ SH- 50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	TK _{сп} -C ₂ H ₃ N-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,15 % (± 5 % НКПР)
Диметилдисульфид C ₂ H ₆ S ₂	TK _{сп} -C ₂ H ₆ S ₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,055 % (± 5 % НКПР)
Бензин ⁴⁾⁵⁾	TK _{сп} -CH-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Дизельное топливо ⁴⁾⁶⁾	TK _{сп} -CH-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Керосин ⁴⁾⁷⁾	TK _{сп} -CH-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Уайт-спирит ⁴⁾⁸⁾	TK _{сп} -CH-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР

Окончание таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Сумма углеводородов по метану C ₂ -C ₁₀ (поверочный компонент метан)	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ CH ₄ -50Т	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,13 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ (поверочный компонент пропан)	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,051 % (± 3 % НКПР)
	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ТК _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³

¹⁾ при контроле компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведённых в таблице, газоанализаторы применяются для определения содержания компонентов по методикам измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009;

²⁾ диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений;

³⁾ значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ Р МЭК 31610.20-1-2020;

⁴⁾ пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;

⁵⁾ пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002;

⁶⁾ пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005;

⁷⁾ пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86;

⁸⁾ уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005;

X – содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, мг/м³.

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором (ЭХ)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Сероводород H ₂ S	ЭХ _{сп} -H ₂ S-7,1	от 0 до 7,1 млн ⁻¹	от 0 до 10,0	± 15	-
	ЭХ _{сп} -H ₂ S-20	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,2 включ.	± 10	-
		св. 10 до 20 млн ⁻¹	св. 14,2 до 28,4	-	± 10
	ЭХ _{сп} -H ₂ S-50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,1 включ.	± 15	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 7,1 до 71	-	± 15
	ЭХ _{сп} -H ₂ S-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,2 включ.	± 10	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 14,2 до 142	-	± 10
	ЭХ _{сп} -H ₂ S-200	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 28,4 включ.	± 15	-
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	св. 28,4 до 284	-	± 15
	ЭХ _{сп} -H ₂ S-2000	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 284 включ.	± 15	-
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹	св. 284 до 2840	-	± 15
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ЭХ _{сп} -C ₂ H ₄ O-5	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,915 включ.	± 20	-
		св. 0,5 до 5 млн ⁻¹	св. 0,915 до 9,15	-	± 20
	ЭХ _{сп} -C ₂ H ₄ O-20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,15 включ.	± 20	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 9,15 до 36,6	-	± 20
	ЭХ _{сп} -C ₂ H ₄ O-100	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,15 включ.	± 20	-
		св. 5 до 100 млн ⁻¹	св. 9,15 до 180	-	± 20
Хлористый водород HCl	ЭХ _{сп} -HCl-20	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,56 включ.	± 20	-
		св. 3 до 20 млн ⁻¹	св. 4,56 до 30,2	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HCl-30	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,56 включ.	± 20	-
		св. 3 до 30 млн ⁻¹	св. 4,56 до 45,6	-	± 20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Хлористый водород HCl	ЭХ _{сп} -HCl-50	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,56 включ.	± 20	-
		св. 3 до 50 млн ⁻¹	св. 4,56 до 75,6	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HCl-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,56 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 13,56 до 151,2	-	± 20
Фтористый водород HF	ЭХ _{сп} -HF-5	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,08 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 5 млн ⁻¹	св. 0,08 до 4,15	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HF-10	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 0,8 до 8,3	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HF-20	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 1 до 20 млн ⁻¹	св. 0,8 до 16,6	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HF-50	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 1 до 50 млн ⁻¹	св. 0,8 до 41,5	-	± 20
	ЭХ _{сп} -HF-100	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	св. 0,8 до 83	-	± 20
Озон O ₃	ЭХ _{сп} -O ₃ -0,25	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,1 включ.	± 20	-
		св. 0,05 до 0,25 млн ⁻¹	св. 0,1 до 0,5	-	± 20
	ЭХ _{сп} -O ₃ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,2 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,2 до 2	-	± 20
	ЭХ _{сп} -O ₃ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 199,1	± 20	-
Моносилан (силан) SiH ₄	ЭХ _{сп} -SiH ₄ -50	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,4 включ.	± 20	-
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	св. 13,4 до 67	-	± 20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Оксид азота NO	ЭХ _{сп} -NO-50	от 0 до 5млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,25 включ.	± 20	-
		св. 5 до 50млн ⁻¹	св. 6,25 до 62,5	-	± 20
	ЭХ _{сп} -NO-250	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 62,5 включ.	± 20	-
		св. 50 до 250 млн ⁻¹	св. 62,5 до 312,5	-	± 20
Диоксид азота NO ₂	ЭХ _{сп} -NO ₂ -20	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,91 включ.	± 20	-
		св. 1 до 20млн ⁻¹	св. 1,91 до 38,2	-	± 20
Диоксид хлора ClO ₂	ЭХ _{сп} -ClO ₂ -10	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2,8 включ.	± 20	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 2,8 до 28	-	± 20
Формальдегид CH ₂ O	ЭХ _{сп} -CH ₂ O-10	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	св. 0,5 до 12,5	-	± 20
	ЭХ _{сп} -CH ₂ O-100	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 100 млн ⁻¹	св. 0,5 до 12	-	± 20
Аммиак NH ₃	ЭХ _{сп} -NH ₃ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,1 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 7,1 до 71	-	± 20
	ЭХ _{сп} -NH ₃ -500	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 21,3 включ.	± 20	-
		св. 30 до 500 млн ⁻¹	св. 21,3 до 355	-	± 20
	ЭХ _{сп} -NH ₃ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 71 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 71 до 710	-	± 20
Цианистый водород HCN	ЭХ _{сп} -HCN-10	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,56 включ.	± 15	-
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	св. 0,56 до 11,2	-	± 15

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Цианистый водород HCN	ЭХ _{сп} -HCN-15	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,12 включ.	± 15	-
		св. 1 до 15 млн ⁻¹	св. 1,12 до 16,8	-	± 15
	ЭХ _{сп} -HCN-30	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,6 включ.	± 15	-
		св. 5 до 30 млн ⁻¹	св. 5,6 до 33,6	-	± 15
	ЭХ _{сп} -HCN-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 11,2 включ.	± 15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 11,2 до 112	-	± 15
Оксид углерода CO	ЭХ _{сп} -CO-200	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,4 включ.	± 20	-
		св. 15 до 200 млн ⁻¹	св. 17,4 до 232	-	± 20
	ЭХ _{сп} -CO-500	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,4 включ.	± 20	-
		св. 15 до 500 млн ⁻¹	св. 17,4 до 580	-	± 20
	ЭХ _{сп} -CO-5000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1160 включ.	± 20	-
		св. 1000 до 5000 млн ⁻¹	св. 1160 до 5800	-	± 20
Диоксид серы SO ₂	ЭХ _{сп} -SO ₂ -5	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2,66 включ.	± 20	-
		св. 1 до 5 млн ⁻¹	св. 2,66 до 13,3	-	± 20
	ЭХ _{сп} -SO ₂ -15	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,3 включ.	± 20	-
		св. 5 до 15 млн ⁻¹	св. 13,3 до 39,9	-	± 20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Диоксид серы SO ₂	ЭХ _{сп} -SO ₂ -20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,3 включ.	± 20	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 13,3 до 53,2	-	± 20
	ЭХ _{сп} -SO ₂ -50	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 26,6 включ.	± 20	-
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	св. 26,6 до 133	-	± 20
	ЭХ _{сп} -SO ₂ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 26,6 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 26,6 до 266	-	± 20
	ЭХ _{сп} -SO ₂ -2000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 266 включ.	± 20	-
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	св. 266 до 5320	-	± 20
Хлор Cl ₂	ЭХ _{сп} -Cl ₂ -5	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,88 включ.	± 20	-
		св. 0,3 до 5 млн ⁻¹	св. 0,88 до 14,75	-	± 20
	ЭХ _{сп} -Cl ₂ -15	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,7 включ.	± 20	-
		св. 5 до 15 млн ⁻¹	св. 14,7 до 44,2	-	± 20
	ЭХ _{сп} -Cl ₂ -20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,7 включ.	± 20	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 14,7 до 59	-	± 20
Кислород O ₂	ЭХ _{сп} -O ₂ -30	от 0 до 10 % включ.	-	± 5	-
		св. 10 до 30 %	-	-	± 5
Водород H ₂	ЭХ _{сп} -H ₂ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,0 включ.	± 10	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 8,0 до 80,0	-	± 10
	ЭХ _{сп} -H ₂ -10000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 80,0 включ.	± 10	-
		св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	св. 80,0 до 800	-	± 10

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Водород Н ₂	ЭХ _{сп} -Н ₂ -20000	от 0 до 10000 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 800 включ.	± 10	-
		св. 10000 до 20000 млн ⁻¹	св. 800 до 1600	-	± 10
Несимметричный диметилгидразин С ₂ Н ₈ Н ₂	ЭХ _{сп} -С ₂ Н ₈ Н ₂ -0,5	от 0 до 0,12 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,3 включ.	± 20	-
		св. 0,12 до 0,5 млн ⁻¹	св. 0,3 до 1,24	-	± 20
Метанол СН ₃ ОН	ЭХ _{сп} -СН ₃ ОН-20	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,65 включ.	± 20	-
		св. 5 до 20 млн ⁻¹	св. 6,65 до 26,6	-	± 20
	ЭХ _{сп} -СН ₃ ОН-50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,65 включ.	± 20	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 6,65 до 66,5	-	± 20
	ЭХ _{сп} -СН ₃ ОН-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,3 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 13,3 до 133	-	± 20
	ЭХ _{сп} -СН ₃ ОН-200	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 26,6 включ.	± 20	-
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	св. 26,6 до 266,0	-	± 20
	ЭХ _{сп} -СН ₃ ОН-1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 133,0 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 133,0 до 1330	-	± 20
Этантиол (этилмеркаптан) С ₂ Н ₅ SH	ЭХ _{сп} -С ₂ Н ₅ SH-4	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 4 млн ⁻¹	св. 1 до 10	-	± 20

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	ЭХ _{сп} -CH ₃ SH-4	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 4 млн ⁻¹	св. 0,8 до 8	-	± 20
Карбонилхлорид (фосген) COCl ₂	ЭХ _{сп} -COCl ₂ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,41 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,41 до 4,11	-	± 20
	ЭХ _{сп} -COCl ₂ -4	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,11 включ.	± 20	-
		св. 1 до 4 млн ⁻¹	св. 4,11 до 16,1	-	± 20
Фтор F ₂	ЭХ _{сп} -F ₂ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,16 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,16 до 1,58	-	± 20
Фосфин PH ₃	ЭХ _{сп} -PH ₃ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,14 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,14 до 1,41	-	± 20
	ЭХ _{сп} -PH ₃ -10	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,41 включ.	± 20	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 1,41 до 14,1	-	± 20
Арсин AsH ₃	ЭХ _{сп} -AsH ₃ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,32 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,32 до 3,24	-	± 20
Уксусная кислота C ₂ H ₄ O ₂	ЭХ _{сп} -C ₂ H ₄ O ₂ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 5 до 25	-	± 20
	ЭХ _{сп} -C ₂ H ₄ O ₂ -30	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 12,5 включ.	± 20	-
		св. 5 до 30 млн ⁻¹	св. 12,5 до 75,0	-	± 20

Окончание таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой
--------------------------------------	-------------	--	---------------------

				основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Гидразин N ₂ H ₄	ЭХ _{сп} -N ₂ H ₄ -2	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,26 включ.	± 20	-
		св. 0,2 до 2 млн ⁻¹	св. 0,26 до 2,66	-	± 20
1) при контроле компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведённых в таблице, газоанализаторы применяются для определения содержания компонентов по методикам измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009; 2) 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.					

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (ФИ)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительно
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	ФИ _{сп} -C ₂ H ₃ Cl-10	от 0 до 1,9 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	± 20	-
		св. 1,9 до 10 млн ⁻¹	св. 5 до 26	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₃ Cl-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 26 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 26 до 260	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₃ Cl-500	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 260 включ.	± 20	-
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	св. 260 до 1300	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₃ Cl-1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 260 включ.	± 25	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 260 до 2600	-	± 25

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %
--------------------------------------	-------------	--	---

		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительно
Бензол C ₆ H ₆	ФИ _{сп} - C ₆ H ₆ -10	от 0 до 4,6 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 15 включ.	± 20	-
		св. 4,6 до 10 млн ⁻¹	св. 15 до 32,5	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₆ H ₆ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 32,5 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 32,5 до 325	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₆ H ₆ -500	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 325 включ.	± 20	-
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	св. 325 до 1620	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₆ H ₆ -1000	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 1620 включ.	± 25	-
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	св. 1620 до 3240	-	± 25
Этилбензол C ₈ H ₁₀	ФИ _{сп} - C ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,8 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,8 до 44,1	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 44,1 включ.	± 15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 44,1 до 441	-	± 15
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₁₀ -500	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 441 включ.	± 15	-
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	св. 441 до 2205	-	± 15
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₁₀ - 1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 441 включ.	± 25	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 441 до 4405	-	± 25
Фени- лэтилен (стирол) (винил- бензол) C ₈ H ₈	ФИ _{сп} - C ₈ H ₈ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,6 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,6 до 43,3	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₈ -40	от 0 до 6,9 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 29,9 включ.	± 20	-
		св. 6,9 до 40 млн ⁻¹	св. 29,9 до 173,2	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₈ -500	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 433 включ.	± 20	-
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	св. 433 до 2165 включ.	-	± 20
	ФИ _{сп} - C ₈ H ₈ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 433 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 441 до 4320	-	± 20
н- пропилацета т C ₅ H ₁₀ O ₂	ФИ _{сп} - C ₅ H ₁₀ O ₂ - 10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,5 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,5 до 42,5	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
н-пропилацетат C ₅ H ₁₀ O ₂	ФИ _{сп} -C ₅ H ₁₀ O ₂ -100	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 127,5 включ.	± 20	-
		св. 30 до 100 млн ⁻¹	св. 127,5 до 425	-	± 20
Эпихлоргидрин C ₃ H ₅ ClO	ФИ _{сп} -C ₃ H ₅ ClO-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,7 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 7,7 до 38,5	-	± 20
Хлористый бензил C ₇ H ₇ Cl	ФИ _{сп} -C ₇ H ₇ Cl-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10,5 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 10,5 до 52,67	-	± 20
Фурфуриловый спирт C ₅ H ₆ O ₂	ФИ _{сп} -C ₅ H ₆ O ₂ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,6 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,6 до 40,8	-	± 20
Этанол C ₂ H ₅ OH	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ OH-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 3,84 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 3,84 до 19,2	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ OH-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 19,2 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 19,2 до 192	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ OH-1000	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 960	± 20	-
		св. 500 до 1000 млн ⁻¹	св. 960 до 1920	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ OH-2000	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 960 включ.	± 15	-
		св. 500 до 2000 млн ⁻¹	св. 960 до 3840	-	± 15
Моноэтиламин (2-аминоэтанол) C ₂ H ₇ NO	ФИ _{сп} -C ₂ H ₇ NO-3	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-
		св. 0,2 до 3 млн ⁻¹	св. 0,5 до 7,6	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₇ NO-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,1 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 5,1 до 25,4	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Формальдегид CH ₂ O	ФИ _{сп} -CH ₂ O-10	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,5 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	св. 0,5 до 12,5	-	± 20
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ OH	ФИ _{сп} -i-C ₃ H ₇ OH-10	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10 включ.	± 20	-
		св. 4 до 10 млн ⁻¹	св. 10 до 25	-	± 20
	ФИ _{сп} -i-C ₃ H ₇ OH-100	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 50 включ.	± 20	-
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	св. 50 до 250	-	± 20
Уксусная кислота C ₂ H ₄ O ₂	ФИ _{сп} -C ₂ H ₄ O ₂ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 5 до 25	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₄ O ₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 250	± 20	-
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	ФИ _{сп} -i-C ₄ H ₈ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,6 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 4,6 до 23,3	-	± 20
	ФИ _{сп} -i-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 23,3 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 23,3 до 233	-	± 20
	ФИ _{сп} -i-C ₄ H ₈ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 233 включ.	± 15	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 233 до 2330	-	± 15
	ФИ _{сп} -i-C ₄ H ₈ -6000	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1165 включ.	± 15	-
		св. 500 до 6000 млн ⁻¹	св. 1165 до 13980	-	± 15
1-бутанол C ₄ H ₉ OH	ФИ _{сп} -C ₄ H ₉ OH-10	от 0 до 3,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,9 включ.	± 20	-
		св. 3,2 до 10 млн ⁻¹	св. 9,9 до 30,8	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₄ H ₉ OH-40	от 0 до 9,7 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 29,9 включ.	± 20	-
		св. 9,7 до 40 млн ⁻¹	св. 29,9 до 123,3	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительно
1-бутанол C ₄ H ₉ ОН	ФИ _{сп} -C ₄ H ₉ ОН-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 30,8 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 29,9 до 123,3	-	± 20
Диэтиламин C ₄ H ₁₁ N	ФИ _{сп} -C ₄ H ₁₁ N-10	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,1 включ.	± 20	-
		св. 3 до 10 млн ⁻¹	св. 9,1 до 30,4	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₄ H ₁₁ N-40	от 0 до 9,8 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 29,8 включ.	± 20	-
		св. 9,8 до 40 млн ⁻¹	св. 29,8 до 121,6	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₄ H ₁₁ N-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 30,4 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 30,4 до 304	-	± 20
Метанол CH ₃ ОН	ФИ _{сп} -CH ₃ ОН-10	от 0 до 3,75 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,98 включ.	± 15	-
		св. 3,75 до 10 млн ⁻¹	св. 4,98 до 13,3	-	± 15
	ФИ _{сп} -CH ₃ ОН-40	от 0 до 11,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,9 включ.	± 15	-
		св. 11,2 до 40 млн ⁻¹	св. 14,9 до 53,2	-	± 15
	ФИ _{сп} -CH ₃ ОН-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 13,3 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 13,3 до 133	-	± 20
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	ФИ _{сп} -C ₇ H ₈ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,66 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 7,66 до 38,3	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₇ H ₈ -40	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 49,8 включ.	± 15	-
		св. 13 до 40 млн ⁻¹	св. 49,8 до 153,3	-	± 15
	ФИ _{сп} -C ₇ H ₈ -100	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 49,8 включ.	± 15	-
		св. 13 до 100 млн ⁻¹	св. 49,8 до 383	-	± 15
Фенол C ₆ H ₅ ОН	ФИ _{сп} -C ₆ H ₅ ОН-3	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,98 включ.	± 20	-
		св. 0,25 до 3 млн ⁻¹	св. 0,98 до 11,74	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Фенол C ₆ H ₅ OH	ФИ _{сп} -C ₆ H ₅ OH-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,8 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 7,8 до 39,1	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₆ H ₅ OH-100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 39,1 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 39,1 до 390	-	± 20
1,2-диметилбензол (о-ксилол) о-C ₈ H ₁₀	ФИ _{сп} -m-C ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,82 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,82 до 44,1	-	± 20
	ФИ _{сп} -o-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 44,2 до 442	-	± 15
1,3-диметилбензол (м-ксилол) m-C ₈ H ₁₀	ФИ _{сп} -m-C ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,82 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,82 до 44,1	-	± 20
	ФИ _{сп} -m-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 44,2 до 442	-	± 15
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	ФИ _{сп} -m-C ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,82 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,82 до 44,1	-	± 20
	ФИ _{сп} -p-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 44,2 включ.	± 15	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 44,2 до 442	-	± 15
Гексафторид серы SF ₆	ФИ _{сп} -p-SF ₆ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 12,16 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 12,16 до 60,8	-	± 20
	ФИ _{сп} -p-SF ₆ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 12,16 до 60,8 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 60,8 до 608	-	± 20
Фосфин PH ₃	ФИ _{сп} -PH ₃ -10	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,4 включ.	± 20	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 1,4 до 14,1	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Нафталин C ₁₀ H ₈	ФИ _{сп} -C ₁₀ H ₈ -10	от 0 до 3,7 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 19,7 включ.	± 20	-
		св. 3,7 до 10 млн ⁻¹	св. 19,7 до 53,3	-	± 20
Бром Br ₂	ФИ _{сп} -Br ₂ -2	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,66 включ.	± 20	-
		св. 0,2 до 2 млн ⁻¹	св. 0,66 до 6,6	-	± 20
Аммиак NH ₃	ФИ _{сп} -NH ₃ -100	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 14,2 включ.	± 15	-
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	св. 14,2 до 71	-	± 15
	ФИ _{сп} -NH ₃ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 71 включ.	± 15	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 71 до 710	-	± 15
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ SH-10	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	св. 1 до 25,8	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₅ SH-20	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 5,16 включ.	± 20	-
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	св. 5,16 до 51,6	-	± 20
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	ФИ _{сп} -CH ₃ SH-10	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,8 включ.	± 20	-
		св. 0,4 до 10 млн ⁻¹	св. 0,8 до 20	-	± 20
	ФИ _{сп} -CH ₃ SH-20	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4 включ.	± 20	-
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	св. 4 до 40	-	± 20
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	ФИ _{сп} -C ₄ H ₈ O ₂ -100	от 0 до 13 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 47,6 включ.	± 20	-
		св. 13 до 100 млн ⁻¹	св. 47,6 до 366	-	± 20
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	ФИ _{сп} -C ₆ H ₁₂ O ₂ -50	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 24,15 включ.	± 20	-
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	св. 24,15 до 241,5	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₆ H ₁₂ O ₂ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 48,3 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 48,3 до 483	-	± 20
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ФИ _{сп} -C ₃ H ₆ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 3,5 включ.	± 15	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 3,5 до 17,5	-	± 15
	ФИ _{сп} -C ₃ H ₆ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,5 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 17,5 до 175	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₃ H ₆ -300	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 93,5 включ.	± 15	-
		св. 50 до 300 млн ⁻¹	св. 93,5 до 561	-	± 15

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
2,6-толуилениди-изоцианат C ₃ C ₆ H ₃ (NCO) ₂	ФИ _{сп} -C ₃ C ₆ H ₃ (NCO) ₂ -1	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,72 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	св. 0,72 до 7,24	-	± 20
2,3-дитиабутан (диметилди-сульфид) C ₂ H ₆ S ₂	ФИ _{сп} -C ₂ H ₆ S ₂ -2	от 0 до 0,35 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,37 включ.	± 20	-
		св. 0,35 до 2 млн ⁻¹	св. 1,37 до 7,8	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₆ S ₂ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,8 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 7,8 до 39,2	-	± 20
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) C ₄ H ₂ O ₃	ФИ _{сп} -C ₄ H ₂ O ₃ -3	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,02 включ.	± 20	-
		св. 0,25 до 3 млн ⁻¹	св. 1,02 до 12,2	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₄ H ₂ O ₃ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,16 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,16 до 40,8	-	± 20
Дисульфид углерода (сероуглерод) CS ₂	ФИ _{сп} -CS ₂ -10	от 0 до 1 включ.	от 0 до 3,17 включ.	± 20	-
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	св. 3,17 до 31,7	-	± 20
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	ФИ _{сп} -C ₂ H ₃ N-10	от 0 до 6 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 10,2 включ.	± 15	-
		св. 6 до 10 млн ⁻¹	св. 10,2 до 17,1	-	± 15
Циклогексан C ₆ H ₁₂	ФИ _{сп} -C ₆ H ₁₂ -100	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 70 включ.	± 20	-
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	св. 70 до 350	-	± 20
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	ФИ _{сп} -C ₄ H ₆ -500	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 112 включ.	± 20	-
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	св. 112 до 1125	-	± 20
н-гексан C ₆ H ₁₄	ФИ _{сп} -C ₆ H ₁₄ -1000	от 0 до 84 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 301 включ.	± 20	-
		св. 84 до 1000 млн ⁻¹	св. 301 до 3584	-	± 20

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Арсин AsH ₃	ФИ _{сп} -AsH ₃ -3	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,32 включ.	± 20	-
		св. 0,1 до 3 млн ⁻¹	св. 0,32 до 9,7	-	± 20
	ФИ _{сп} -AsH ₃ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 6,48 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 6,48 до 32,4	-	± 20
Диметил-сульфид C ₂ H ₆ S	ФИ _{сп} -C ₂ H ₆ S-5	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 2,58 включ.	± 20	-
		св. 1 до 5 млн ⁻¹	св. 2,58 до 12,9	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₆ S-100	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 51,6 включ.	± 20	-
		св. 20 до 100 млн ⁻¹	св. 51,6 до 258	-	± 20
Этилен C ₂ H ₄	ФИ _{сп} -C ₂ H ₄ -300	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 23,4 включ.	± 20	-
		св. 20 до 300 млн ⁻¹	св. 23,4 до 351	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ H ₄ -1800	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 117 включ.	± 20	-
		св. 100 до 1800 млн ⁻¹	св. 117 до 2106	-	± 20
Тетрафторэтан C ₂ F ₄	ФИ _{сп} -C ₂ F ₄ -10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,32 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 8,32 до 41,6	-	± 20
	ФИ _{сп} -C ₂ F ₄ -100	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 41,6 включ.	± 20	-
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	св. 41,6 до 416	-	± 20
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	ФИ _{сп} -C ₃ H ₃ N-10	от 0 до 0,7 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 1,45 включ.	± 20	-
		св. 0,7 до 10 млн ⁻¹	св. 1,45 до 22,1	-	± 20
Муравьиная кислота CH ₂ O ₂	ФИ _{сп} -CH ₂ O ₂ -10	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 0,96 включ.	± 20	-
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	св. 0,96 до 19,1	-	± 20
н-гептан C ₇ H ₁₆	ФИ _{сп} -C ₇ H ₁₆ -500	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 208 включ.	± 15	-
		св. 50 до 500 млн ⁻¹	св. 208 до 2084	-	± 15
	ФИ _{сп} -C ₇ H ₁₆ -2000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 416 включ.	± 15	-
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	св. 416 до 8334	-	± 15

Продолжение таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	ФИ _{сп} - C ₃ H ₆ O-1000	от 0 до 80 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 193 включ.	± 15	-
		св. 80 до 1000 млн ⁻¹	св. 193 до 2415	-	± 15
1,2-дихлорэтан C ₂ H ₄ Cl ₂	ФИ _{сп} - C ₂ H ₄ Cl ₂ -20	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 8,23 включ.	± 20	-
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	св. 8,23 до 82,3	-	± 20
Этилцеллозоль в (2-этоксипропанол) C ₄ H ₁₀ O ₂	ФИ _{сп} - C ₄ H ₁₀ O ₂ -20	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7,5 включ.	± 20	-
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	св. 7,5 до 75	-	± 20
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	ФИ _{сп} - C ₂ H ₆ O-500	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 192 включ.	± 15	-
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	св. 192 до 958	-	± 15
2-метилпропан (изобутан) i- C ₄ H ₁₀	ФИ _{сп} -i- C ₄ H ₁₀ -1000	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 241 включ.	± 15	-
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	св. 241 до 2417	-	± 15
2-метил-1-пропанол (изобутанол) i- C ₄ H ₉ OH	ФИ _{сп} -i- C ₄ H ₉ OH-20	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 9,2 включ.	± 20	-
		св. 3 до 20 млн ⁻¹	св. 9,2 до 61,6	-	± 20
Циклогексанон C ₆ H ₁₀ O	ФИ _{сп} - C ₆ H ₁₀ O-20	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 7 включ.	± 20	-
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	св. 7 до 70	-	± 20
2-бутанон (метилэтилкетон) C ₄ H ₈ O	ФИ _{сп} - C ₄ H ₈ O-500	от 0 до 60 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 180 включ.	± 15	-
		св. 60 до 500 млн ⁻¹	св. 180 до 1500	-	± 15
Тетраэтилортосиликат (ТЕОС) C ₈ H ₂₀ O ₄ Si	ФИ _{сп} - C ₈ H ₂₀ O ₄ Si-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 17,3 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 17,3 до 86,6	-	± 20

Окончание таблицы 6

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений ²⁾ содержания определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
		объемной доли, % (млн ⁻¹)	массовой концентрации ³⁾ , мг/м ³	приведенной к ВПИ	относительной
Акролеин C ₃ H ₄ O	ФИ _{сп} - C ₃ H ₄ O-10	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	от 0 до 4,98 включ.	± 20	-
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	св. 4,98 до 24,9	-	± 20

¹⁾ – при контроле компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведённых в таблице, газоанализаторы применяются для определения содержания компонентов по методикам измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009;

²⁾ –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.

Таблица 7 – Метрологические характеристики газоанализаторов с полупроводниковым сенсором (ПП)

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Водород H ₂	ПП _{сп} -H ₂ -100	от 0 до 4,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,2 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} -H ₂ -50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,2 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} -H ₂ -20 %	от 0 до 20 %	± 0,5 %
Метан CH ₄	ПП _{сп} -CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} -CH ₄ -50Т	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,13 % (± 3 % НКПР)
	ПП _{сп} -CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,22 % (± 5 % НКПР)
Этилен C ₂ H ₄	ПП _{сп} -C ₂ H ₄ -100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} -C ₂ H ₄ -50	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Пропан C_3H_8	ППсп- C_3H_8 -100	0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_3H_8 -50Т	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,051$ % (± 3 % НКПР)
	ППсп- C_3H_8 -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
н-бутан C_4H_{10}	ППсп- C_4H_{10} -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_4H_{10} -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)
1-бутен C_4H_8	ППсп- C_4H_8 -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_4H_8 -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i- C_4H_{10}	ППсп-i- C_4H_{10} -100	от 0 до 1,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп-i- C_4H_{10} -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,065$ % (± 5 % НКПР)
н-пентан C_5H_{12}	ППсп- C_5H_{12} -100	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_5H_{12} -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,055$ % (± 5 % НКПР)
Циклопентан C_5H_{10}	ППсп- C_5H_{10} -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_5H_{10} -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % (± 5 % НКПР)
н-гексан C_6H_{14}	ППсп- C_6H_{14} -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_6H_{14} -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
Циклогексан C_6H_{12}	ППсп- C_6H_{12} -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_6H_{12} -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
Этан C_2H_6	ППсп- C_2H_6 -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
	ППсп- C_2H_6 -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
Метанол CH_3OH	ППсп- CH_3OH -50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,3$ % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Бензол C_6H_6	ПП _{сп} - C_6H_6 -100	от 0 до 1,2 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_6H_6 -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,06$ % (± 5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C_3H_6	ПП _{сп} - C_3H_6 -100	от 0 до 2,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_3H_6 -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,1$ % (± 5 % НКПР)
Этанол C_2H_5OH	ПП _{сп} - C_2H_5OH -50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,16$ % (± 5 % НКПР)
н-гептан C_7H_{16}	ПП _{сп} - C_7H_{16} -100	от 0 до 0,85% (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,078$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_7H_{16} -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,042$ % (± 5 % НКПР)
Оксид этилена C_2H_4O	ПП _{сп} - C_2H_4O -100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_2H_4O -50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
2-пропанон (ацетон) C_3H_6O	ПП _{сп} - C_3H_6O -50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,13$ % (± 5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) $i-C_4H_8$	ПП _{сп} - $i-C_4H_8$ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - $i-C_4H_8$ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)
2-метил- 1,3- бутадиен (изопрен) C_5H_8	ПП _{сп} - C_5H_8 -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_5H_8 -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,085$ % (± 5 % НКПР)
Ацетилен C_2H_2	ПП _{сп} - C_2H_2 -100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,12$ % (± 5 % НКПР)
Акрилонитрил C_3H_3N	ПП _{сп} - C_3H_3N -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,14$ % (± 5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) C_7H_8	ПП _{сп} - C_7H_8 -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C_7H_8 -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % (± 5 % НКПР)
Этилбензол C_8H_{10}	ПП _{сп} - C_8H_{10} -37,5Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	$\pm 0,024$ % (± 3 % НКПР)

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-октан C_8H_{18}	ПП _{сп} -C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,04 % (± 5 % НКПР)
Этилацетат $C_4H_8O_2$	ПП _{сп} -C ₄ H ₈ O ₂ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	ПП _{сп} -C ₆ H ₁₂ O ₂ -25Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	± 0,036 % (± 3 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	ПП _{сп} -C ₄ H ₆ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,07 % (± 5 % НКПР)
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	ПП _{сп} -C ₂ H ₄ Cl ₂ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,31 % (± 5 % НКПР)
Диметилсульфид C_2H_6S	ПП _{сп} -C ₂ H ₆ S-50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,11 % (± 5 % НКПР)
1-гексен C ₆ H ₁₂	ПП _{сп} -C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,06 % (± 5 % НКПР)
2-бутанол (втор- бутанол) sЭХ- C ₄ H ₉ ОН	ПП _{сп} -sЭХ-C ₄ H ₉ ОН- 31,2Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	± 0,051 % (± 3 % НКПР)
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	ПП _{сп} -C ₂ H ₃ Cl-50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,18 % (± 5 % НКПР)
Циклопропан C ₃ H ₆	ПП _{сп} -C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} -C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,12 % (± 5 % НКПР)
Диметилловый эфир C ₂ H ₆ O	ПП _{сп} -C ₂ H ₆ O-50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Диэтиловый эфир C ₄ H ₁₀ O	ПП _{сп} -C ₄ H ₁₀ O-50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,085 % (± 5 % НКПР)
Оксид пропилен C ₃ H ₆ O	ПП _{сп} -C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,095 % (± 5 % НКПР)
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	ПП _{сп} -C ₆ H ₅ Cl-38,4Т	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	± 0,039 % (± 3 % НКПР)
2-бутанон (метилэтилкетон) C ₄ H ₈ O	ПП _{сп} -C ₄ H ₈ O-50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,075 % (± 5 % НКПР)
2-метил-2-пропанол (трет-бутанол) tert- C ₄ H ₉ ОН	ПП _{сп} -tert- C ₄ H ₉ ОН-50	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,09 % (± 5 % НКПР)
2-метокси-2- метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	ПП _{сп} -tert- C ₅ H ₁₂ O-50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,08 % (± 5 % НКПР)

Продолжение таблицы 7

Определяемый компонент ¹⁾	Тип сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
1,4-диметилбензол (п-ксилол) $p\text{-C}_8\text{H}_{10}$	ПП _{сп} - $p\text{-C}_8\text{H}_{10}$ -22,2Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)		± 0,027 % (± 3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) $o\text{-C}_8\text{H}_{10}$	ПП _{сп} - $o\text{-C}_8\text{H}_{10}$ -20Т	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)		± 0,03 % (± 3 % НКПР)
2-пропанол (изопропанол) $i\text{-C}_3\text{H}_7\text{OH}$	ПП _{сп} - $i\text{-C}_3\text{H}_7\text{OH}$ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,1 % (± 5 % НКПР)
Октен C_8H_{16}	ПП _{сп} - C_8H_{16} -33,3Т	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)		± 0,027 % (± 3 % НКПР)
2-метилбутан (изопентан) $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	ПП _{сп} - $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,065 % (± 5 % НКПР)
Метантиол (метилмеркаптан) CH_3SH	ПП _{сп} - CH_3SH -50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,21 % (± 5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ -50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,14 % (± 5 % НКПР)
Ацетонитрил $\text{C}_2\text{H}_3\text{N}$	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{H}_3\text{N}$ -50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,15 % (± 5 % НКПР)
2,3-дитиабутан (диметилдисульфид) $\text{C}_2\text{H}_6\text{S}_2$	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{H}_6\text{S}_2$ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,055 % (± 5 % НКПР)
Бензин ⁴⁾⁵⁾	ПП _{сп} -СН-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Дизельное топливо ⁴⁾⁶⁾	ПП _{сп} -СН-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Керосин ⁴⁾⁷⁾	ПП _{сп} -СН-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Уайт-спирит ⁴⁾⁸⁾	ПП _{сп} -СН-ПН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Сумма углеводородов по метану $\text{C}_2\text{-C}_{10}$ (поверочный компонент – метан)	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{C}_{10}\text{CH}_4$ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{C}_{10}\text{CH}_4$ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,22 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - $\text{C}_2\text{C}_{10}\text{CH}_4$ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152 · X - 15,6) мг/м ³

Окончание таблицы 7

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Сумма углеводородов C ₂ -C ₁₀ (поверочный компонент – пропан)	ПП _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,085 % (± 5 % НКПР)
	ПП _{сп} - C ₂ C ₁₀ C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
¹⁾ – при контроле компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведённых в таблице, газоанализаторы применяются для определения содержания компонентов по методикам измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009; ²⁾ – диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений; ³⁾ – значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ Р МЭК 31610.20-1-2020; ⁴⁾ – пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; ⁵⁾ – пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ⁶⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005; ⁷⁾ – пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86; ⁸⁾ – уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005; X – содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, мг/м³.				

Таблица 8 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний T _{0,9} , с, не более ¹⁾	
– для инфракрасного сенсора	5
– для термokatалитического сенсора	10
– для электрохимического сенсора	15
– для фотоионизационного сенсора	15
– для полупроводникового сенсора	20
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от нормальной ²⁾ на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	± 0,25
¹⁾ – без учета установленных защитных фильтров; ²⁾ – нормальные условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
- диапазон изменения относительной влажности окружающего воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	101,3 ± 4,0

Таблица 9 – Основные технические характеристики газоанализаторов ТОП-СЕНС в стационарном исполнении

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: – для модификации ТОП-СЕНС 10 N – для модификации ТОП-СЕНС N – для модификации ТОП-СЕНС 4100 S – для модификации ТОП-СЕНС 4100 G – для модификаций ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС F – для модификации ТОП-СЕНС 500	185,5×142×71,5 205×142×90 140×203×100 145×204×100 273,2×186×93 310×124×132
Масса, кг, не более: – для модификации ТОП-СЕНС 10 N – для модификации ТОП-СЕНС N – модификаций ТОП-СЕНС 4100 S, ТОП-СЕНС 4100 G – модификаций ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС F – модификации ТОП-СЕНС 500	1 1,2 2 3 5,7
Параметры электрического питания: Напряжение питания от сети переменного тока частотой 50 Гц, В, не более Напряжение питания от сети постоянного тока, В Номинальная потребляемая мощность, Вт	220 от 15 до 30 от 3 до 10
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С: - для модификаций ТОП-СЕНС 10 N, ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС 4100 G, ТОП-СЕНС 4100 S, ТОП-СЕНС F, ТОП-СЕНС N - для модификации ТОП-СЕНС 500 – относительная влажность, % (без конденсации влаги), не более – атмосферное давление, кПа	от -55 до +60 от -60 до +70 98 от 84,0 до 106,4
Маркировка взрывозащиты: – для модификаций ТОП-СЕНС 10 N, ТОП-СЕНС N, ТОП-СЕНС 4100 S, ТОП-СЕНС 4100 G, ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС F, ТОП-СЕНС 500	1Ex db IIC T4 Gb X
Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015: – для модификаций ТОП-СЕНС 10 N, ТОП-СЕНС N, ТОП-СЕНС 4100 S, ТОП-СЕНС 4100 G, ТОП-СЕНС 1000, ТОП-СЕНС F, ТОП-СЕНС 500	IP68
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	12 35000

Таблица 10 – Основные технические характеристики газоанализаторов ТОП-СЕНС в переносном (портативном) исполнении

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: – для модификации ТОП-СЕНС 210 – для модификации ТОП-СЕНС 260 – для модификации ТОП-СЕНС 310 – для модификации ТОП-СЕНС 360 – для модификации ТОП-СЕНС 380 – для модификации ТОП-СЕНС 610 – для модификации ТОП-СЕНС 510	102×56×26 109×64×30 125×64×30 121×67×36 159×82×40 171×95×43 227×71×35
Масса, кг, не более – для модификации ТОП-СЕНС 210 – для модификации ТОП-СЕНС 260 – для модификаций ТОП-СЕНС 310, ТОП-СЕНС 510 – для модификаций ТОП-СЕНС 360, ТОП-СЕНС 380 – для модификации ТОП-СЕНС 610	0,12 0,20 0,22 0,38 0,40
Параметры электрического питания: Номинальное напряжение батареи, В Тип батареи Емкость батареи, мАч	от 3,7 до 6 Li-ion от 1200 до 5000
Время работы без подзарядки аккумулятора, ч, не менее	8 (до 500, при работе только электрохимических сенсоров)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – для модификаций ТОП-СЕНС 210, ТОП-СЕНС 260, ТОП-СЕНС 310, ТОП-СЕНС 360, ТОП-СЕНС 380, ТОП-СЕНС 610 – для модификации ТОП-СЕНС 510 – относительная влажность, % (без конденсации влаги), не более – атмосферное давление, кПа	от -45 до +60 от -40 до +50 98 от 84,0 до 106,4
Маркировка взрывозащиты: – для модификаций ТОП-СЕНС 260, ТОП-СЕНС 310, ТОП-СЕНС 360, ТОП-СЕНС 380, ТОП-СЕНС 610 – для модификации ТОП-СЕНС 210 – для модификации ТОП-СЕНС 510	0Ex da ia IIC T3 Ga X 0Ex ia IIC T4 Ga X 1Ex ib IIC T4 Gb X
Степень защиты IP по ГОСТ 14254-2015 – для модификаций ТОП-СЕНС 260, ТОП-СЕНС 310, ТОП-СЕНС 360, ТОП-СЕНС 380, для модификации, ТОП-СЕНС 610 – для модификаций ТОП-СЕНС 210 – для модификаций ТОП-СЕНС 510	IP67 IP66 IP65
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч.	10 30000

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 11 – Комплектность средства измерений газоанализаторов ТОП-СЕНС в переносном (портативном) исполнении

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	ТОП-СЕНС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ГАТС.0402089.002-2022 РЭ	1 экз. ¹⁾
Паспорт	ГАТС.0402089.002-2022 ПС	1 экз.
Упаковка	—	1 шт.
Программное обеспечение (ПО)	—	1 шт. ²⁾
Калибровочная насадка	—	1 шт.
Коммуникационный кабель	—	1 шт. ²⁾
Зарядное устройство	—	1 шт.
¹⁾ один экземпляр на партию; ²⁾ поставляется по отдельному заказу		

Таблица 12 – Комплектность средства измерений газоанализаторов ТОП-СЕНС в стационарном исполнении

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	ТОП-СЕНС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ГАТС.0402089.002-2022 РЭ	1 экз. ¹⁾
Паспорт	ГАТС.0402089.002-2022 ПС	1 экз.
Упаковка	—	1 шт.
Программное обеспечение (ПО)	—	1 шт. ²⁾
Пульт управления	—	1 шт.
Калибровочная насадка	—	1 шт.
Козырек защиты от атмосферных осадков и солнца	—	1 шт. ²⁾
Комплект для монтажа на трубу	—	1 шт. ²⁾
Комплект для монтажа в воздуховоде	—	1 шт. ²⁾
Кабельный ввод	—	1 шт. ²⁾
Заглушка	—	1 шт. ²⁾
Разъем для HART-коммуникатора	—	1 шт. ²⁾
Поточная насадка для технологических сред	—	1 шт. ²⁾
Светозвуковой оповещатель	—	1 шт. ²⁾
Сенсорная плата (ТОП-СЕНС СП)	—	1 шт. ²⁾
¹⁾ один экземпляр на партию; ²⁾ поставляется по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство газоанализаторов ТОП-СЕНС» документа ГАТС.0402089.002-2022 РЭ «Газоанализаторы ТОП-СЕНС. 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»;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

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

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

ГАТС.0402089.002-2022 ТУ. Газоанализаторы ТОП-СЕНС. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ ТОП-СЕНС»

(ООО «ПКФ ТОП-СЕНС»)

ИНН 5001104410

Юридический адрес: 109382, г. Москва, ул. Судакова, д. 10, оф. 520

Телефон: +7 (495) 66-46-911

E-mail: info@topsense.su

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ ТОП-СЕНС»

(ООО «ПКФ ТОП-СЕНС»)

ИНН 5001104410

Адрес: 109382, г. Москва, ул. Судакова, д. 10, оф. 520

Общество с ограниченной ответственностью «ТОП-СЕНС» (ООО «ТОП-СЕНС»)

ИНН 9719025018

Адрес: 105264, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Измайлово, ул. 5-я

Парковая, д. 33, подв. 0, помещ. 2

Телефон: +7 (495) 66-46-911

E-mail: info@topsense.su

Испытательный центр

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

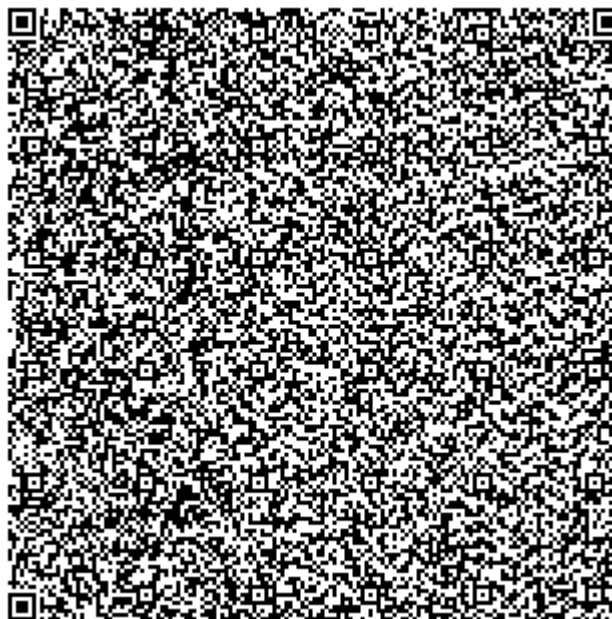
Юридический адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2,
лит. А, помещ. I

Адрес: 355021, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Южный обход, д. 3 А

Тел.: +7 (495)-108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313733.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89439-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФНД-110М-II

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФНД-110М-II (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФНД-110М-II зав. № 1306, 7816, 7855, 8002.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки и места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	1306	7816, 7855, 8002
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	750; 1500	1000; 2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20	20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -40 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-110М-II	1 шт.
Паспорт	ТФНД-110М-II	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Юридический адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены 1968-1981гг)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское ш., д. 3

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

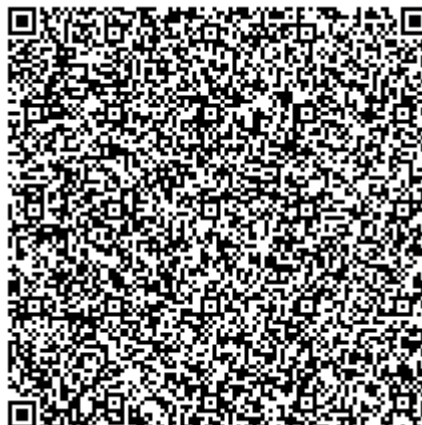
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89440-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики силы тензометрические арматурные RSS-01-R

Назначение средства измерений

Датчики силы тензометрические арматурные RSS-01-R (далее – датчики) предназначены для измерений силы, возникающей в арматурном каркасе железобетонных конструкций при растяжении и сжатии.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на изменении электрического сопротивления тензорезисторов, соединенных в мостовую схему, при их деформации, возникающей в местах наклейки тензорезисторов к упругому элементу датчика, под действием прилагаемой силы. Изменение электрического сопротивления вызывает разбаланс мостовой схемы и появление в диагонали моста электрического сигнала, изменяющегося пропорционально нагрузке.

Конструктивно датчики состоят из арматурного стержня, коммутационного кабеля и измерительного блока, закреплённого по центру арматурного стержня. Измерительный блок представляет собой упругий элемент с наклеенными тензорезисторами, соединёнными в мостовую электрическую цепь, обеспечивающую температурную компенсацию. Датчики силы устанавливаются на объект контроля без возможности демонтажа.

Датчики выпускаются в одиннадцати модификациях, отличающихся диапазоном измерений силы, габаритными размерами.

Модификации датчиков имеют обозначение RSS-01-RX, где RSS-01-R – обозначение датчиков по каталогу изготовителя, а X – цифровой индекс, соответствующий номинальному диаметру арматуры каркаса, на который устанавливается датчик (16; 17; 18; 19; 20; 22; 25; 28; 32; 36; 40).

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на идентификационную наклейку, наклеиваемую на корпус датчика. Общий вид датчиков с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Цветовое исполнение датчиков может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.

Пломбирование датчиков не предусмотрено, ограничение от несанкционированного доступа обеспечивается конструкцией датчиков и условиями эксплуатации.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков RSS-01-R

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений силы, кН	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности измерений силы, %	Рабочий коэффициент передачи, мВ/В*
RSS-01-R16	от 1,6 до 80	± 2	от 2,0 до 3,0
RSS-01-R17	от 1,8 до 90		
RSS-01-R18	от 2 до 100		
RSS-01-R19	от 2,2 до 110		
RSS-01-R20	от 2,5 до 125		
RSS-01-R22	от 3 до 150		
RSS-01-R25	от 4 до 200		
RSS-01-R28	от 5 до 250		
RSS-01-R32	от 6,4 до 320		
RSS-01-R36	от 8 до 400		
RSS-01-R40	от 10 до 500		
* фактическое значение указывается в паспорте			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон выходного сигнала при нулевой нагрузке, мВ/В*	от -1,5 до 1,5
Напряжение питания постоянного тока, В	5±0,5
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +60
Масса, кг, не более	9
Средняя наработка на отказ, не менее, часов	180000
* фактическое значение указывается в паспорте	

Таблица 3– Основные технические характеристики

Модификация	Габаритные размеры (длина × диаметр), мм, не более
RSS-01-R16	600 × 19
RSS-01-R17	600 × 19
RSS-01-R18	600 × 21
RSS-01-R19	600 × 21
RSS-01-R20	600 × 23
RSS-01-R22	600 × 25
RSS-01-R25	600 × 29
RSS-01-R28	600 × 32
RSS-01-R32	600 × 36
RSS-01-R36	600 × 41
RSS-01-R40	600 × 45

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4– Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик силы тензометрический арматурный	RSS-01-R	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МПГТ.404176.032РЭ	1 экз.*
Паспорт	МПГТ.404176.032ПС	1 экз.
* –на поставляемую партию датчиков		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Проведение измерений датчиками RSS-01-R» документа МПГТ.404176.032РЭ «Датчики силы тензометрические арматурные RSS-01-R. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 октября 2019 г. № 2498;

МПГТ.404176.032ТУ «Датчики силы тензометрические арматурные RSS-01-R. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническое производственное предприятие «Горизонт-М» (ООО «НТП «Горизонт-М»)

ИНН 7731314950

Юридический адрес: 143026, г. Москва, Сколково инновационного центра тер, Большой б-р, д. 42, стр. 1, оф. 334

Телефон (факс): +7 (495) 517-03-72

E-mail: info@ntpgorizont.ru

сайт: <https://www.ntpgorizont.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническое производственное предприятие «Горизонт-М» (ООО «НТП «Горизонт-М»)

ИНН 7731314950

Юридический адрес: 143026, г. Москва, Сколково инновационного центра тер, Большой б-р, д. 42, стр. 1, оф. 334

Адрес места осуществления деятельности: 129626, г. Москва, ул. 3-я Мытищинская, д. 16, стр. 14

Телефон (факс): +7 (495) 517-03-72

E-mail: info@ntpgorizont.ru, сайт: <https://www.ntpgorizont.ru>

Испытательный центр

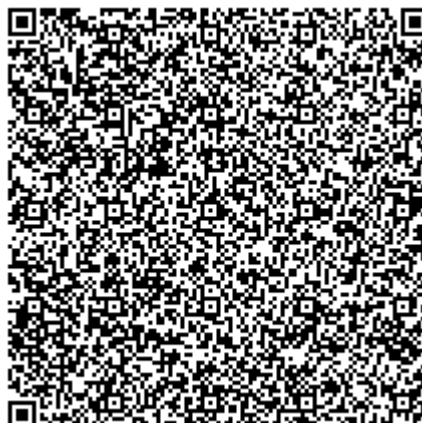
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Тел.: +7 (495) 274-0101

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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89441-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры ТН-Т

Назначение средства измерений

Датчики температуры ТН-Т (далее по тексту – датчики) предназначены для непрерывных измерений температуры в различных средах (горных породах, бетоне, грунте и т.д).

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на зависимости сопротивления полупроводникового резистора от температуры. Резистор имеет номинальное сопротивление при плюс 25 °С, равное 3 кОм, и обратную зависимость сопротивления от измеряемой температуры, согласно градуировочной характеристике.

Конструктивно датчики состоят из одного термочувствительного резистора и внутренних соединительных проводов, помещенных в герметичный корпус цилиндрической формы изготовленного из полимерного материала или нержавеющей стали, а также выводов, предназначенных для подключения к измерительному прибору.

Градуировочная характеристика датчика в диапазоне температур от минус 50 °С до плюс 150 °С представлена выражением:

$$T = \left(\frac{1}{A + (B \cdot \ln R_t) + (C \cdot \ln^3 R_t)} \right) - 273,15$$

где R_t – сопротивление резистора от 201 100 до 55,6 Ом при изменении температуры от минус 50 °С до плюс 150 °С (номинальное сопротивление при плюс 25 °С - 3 кОм);
Значение постоянных А, В, С градуировочной характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения постоянных А, В, С градуировочной характеристики датчиков

А	В	С
$1,4051 \cdot 10^{-3}$	$2,369 \cdot 10^{-4}$	$1,019 \cdot 10^{-7}$

Датчики температуры ТН-Т выпускаются в одной модификации ТН-Т.

Серийные номера датчиков в виде цифрового обозначения, наносятся на этикетки кабелей датчика методом струйной печати. Общий вид датчиков и место нанесения серийного номера представлены на рисунке 1.

Места нанесения знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование датчиков не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков и место нанесения серийных номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходной сигнал в виде сопротивления постоянному току, Ом	от 55,6 до 201100
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	51
- диаметр	16
Масса, кг, не более	0,015
Нормальные условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -50 до +150
- атмосферное давление, кПа	от 84,6 до 106
Средний срок службы, лет	60
Средняя наработка на отказ, ч	525600

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры	ТН-Т	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	ДТ.02.01.05 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

PS RC-TH-T.01-07 Стандарта предприятия Roctest Ltd., Канада.

Правообладатель

Roctest Limited (Roctest Ltd.), Канада

Адрес: J4P 2N3, 680 Birch Street Saint-Lambert, Quebec Canada

Телефон: +1 (450) 465-1113

E-mail: info@roctest.com

Изготовитель

Roctest Limited (Roctest Ltd.), Канада

Адрес: J4P 2N3, 680 Birch Street Saint-Lambert, Quebec Canada

Телефон: +1 (450) 465-1113

E-mail: info@roctest.com

Испытательный центр

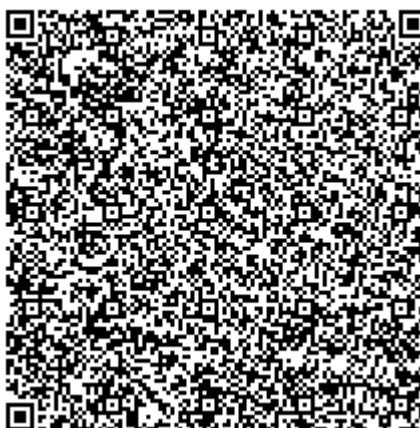
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2, лит. А, помещ. 1

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89442-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Наборы мер скорости распространения продольных ультразвуковых волн UCS011

Назначение средства измерений

Наборы мер скорости распространения продольных ультразвуковых волн UCS011 (далее по тексту – UCS011) предназначены для воспроизведения значений скорости распространения продольных ультразвуковых волн.

UCS011 могут применяться в качестве рабочего эталона 3 разряда по Государственной поверочной схеме для средств измерений скоростей распространения и коэффициента затухания ультразвуковых волн в твердых средах, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.12.2018 № 2842, для поверки тестеров ультразвуковых UK14 и аналогичных средств измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия UCS011 основан на воспроизведении заданных значений скорости распространения продольных ультразвуковых волн

UCS011 состоит из трех мер: UCS011-1 из фторопласта, UCS011-2 из углеродистой стали марки 40X13 и UCS011-3 из органического стекла.

Меры из набора могут поставляться по отдельности.

Маркировка нанесена на каждой мере методом лазерной гравировки и содержит обозначение меры и заводской номер в виде цифрового кода.

Нанесение знака поверки на UCS011 не предусмотрено.

Общий вид средств измерений представлен на рисунке 1.

Пломбирование UCS011 не предусмотрено.

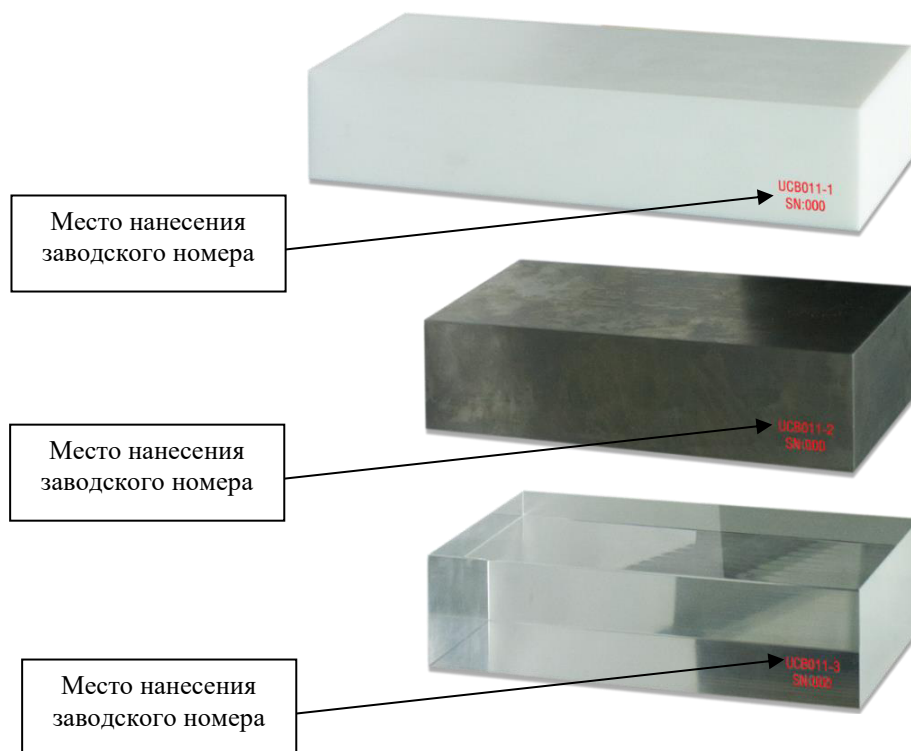


Рисунок 1 – Общий вид UCB011

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики мер представлены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	UCB011-1	UCB011-2	UCB011-3
Номинальное значение высоты, мм	60		
Допускаемое отклонение действительного значения высоты от номинального, мм	±0,5		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения высоты, мм	±0,1	±0,1	±0,1
Номинальное значение ширины, мм	120		
Допускаемое отклонение действительного значения ширины от номинального, мм	±0,5		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ширины, мм	±0,3	±0,1	±0,2
Номинальное значение длины, мм	290	230	
Допускаемое отклонение действительного значения длины от номинального, мм	±0,5		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения длины, мм	±0,2	±0,1	±0,2
Номинальное значение скорости распространения продольной ультразвуковой волны, м/с	1350	6060	2730

Наименование характеристики	Значение		
	UCB011-1	UCB011-2	UCB011-3
Допускаемое отклонение действительного значения скорости распространения продольной ультразвуковой волны от номинальной, м/с	±100		
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения скорости распространения продольной ультразвуковой волны, %	±0,5	±0,3	±0,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	UCB011-1	UCB011-2	UCB011-3
Масса, кг, не более	4,6	13,0	2,0
Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С	от +22 до +24		

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист паспорта мер типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Набор скорости распространения продольных ультразвуковых волн UCB011*: - мера из фторопласта - мера из углеродистой стали - мера из органического стекла	UCB011-1 UCB011-2 UCB011-3	1 шт. 1 шт. 1 шт.
Паспорт	АПЯС.401745.077 ПС	1 экз.
* количество мер в наборе определяется при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе «Методы (методики) измерений» паспорта АПЯС.401745.077 ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

АПЯС.401745.077 ТУ Наборы мер скорости распространения продольных ультразвуковых волн UCB011. Технические условия;

Государственная поверочная схема для средств измерений скоростей распространения и коэффициента затухания ультразвуковых волн в твердых средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2842.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Акустические Контрольные Системы»
(ООО «АКС»)
ИНН 7719031956
Юридический адрес: 115487, г. Москва, пр-д Коломенский, д. 25, к. 1, кв. 56
Телефон: +7 (495) 777-66-09

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Акустические Контрольные Системы»
(ООО «АКС»)

ИНН 7719031956

Юридический адрес: 115487, г. Москва, пр-д Коломенский, д. 25, к. 1, кв. 56

Адрес места осуществления деятельности: 142712, Московская обл., Ленинский р-н,
п. Горки Ленинские, промзона «Технопарк», ул. Восточная, вл. 12, стр. 1

Телефон: +7 (495) 777-66-09;

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области»
(ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 2а

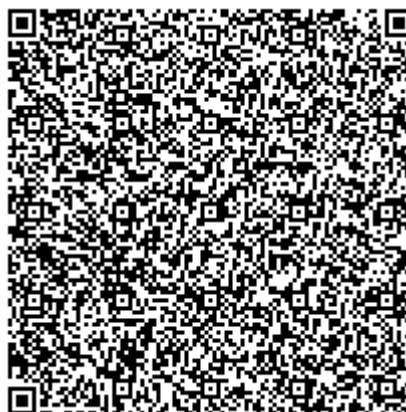
Телефон: 8 (343) 236-30-15

Факс: 8 (343) 350-40-81

e-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89443-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи акустической эмиссии 7X

Назначение средства измерений

Преобразователи акустической эмиссии 7X (далее по тексту – датчики) предназначены для измерений колебательного смещения поверхности твёрдых тел.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на прямом пьезоэлектрическом эффекте, при котором смещение поверхности твёрдого тела преобразуется в электрический сигнал напряжения.

Конструктивно датчики представляют собой пьезокерамический чувствительный элемент, сигнальные выводы и разъём, заключённые в корпус из нержавеющей стали.

Датчики имеют модификации 7C101НВ, 7C101НА, 7C102НВ, 7C102НА, 7C104НВ, 7C104НА, 7C104ТА, 7C105НВ, 7C105НА, 7C105ТА, 7C201НА, 7C201ТА, 7V104НВ, 7V104НА, 7V201ТА, 7V201ТА-01.

Модификации датчиков различаются рабочей (резонансной) частотой, рабочим диапазоном частот (полосой пропускания), коэффициентом электроакустического преобразования, диапазоном рабочих температур, наличием встроенного усилителя, наличием электрической изоляции сигнальных выводов от корпуса.

Структура обозначений датчиков (символы «X» могут отсутствовать):

7	X	XXX	X	X	-XX
дополнительный индекс, определяющий температурный диапазон					
буквенное обозначение, определяющее тип кабельной заделки и соединителя:					
А – кабельный вывод;					
В – соединитель одно контактный (10-32 UNF)					
буквенное обозначение, определяющее направление сигнальных выводов:					
Т – вертикальное расположение;					
Н – горизонтальное расположение					
порядковый номер разработки					
буквенное обозначение, соответствующее выходному сигналу:					
С – заряд;					
V – напряжение (встроенный усилитель)					
индекс измеряемой физической величины: 7 – колебательное смещение					

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на корпус датчика.

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Общий вид датчиков приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков 7X

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон частот, кГц: - для 7C101HB, 7C101HA, 7C201HA, 7C201TA, 7V201TA, 7V201TA-01 - для 7C102HB, 7C102HA - для 7C104HB, 7C104HA, 7C104TA, 7V104HB, 7V104HA - для 7C105HB, 7C105HA, 7C105TA	от 50 до 250 от 500 до 800 от 40 до 100 от 30 до 80
Максимальное значение коэффициента электроакустического преобразования в рабочем диапазоне частот, В/м, не менее: а) при воздействии продольных волн: - для 7C101HB, 7C101HA - для 7C102HB, 7C102HA б) при воздействии поверхностных волн: - для 7C104HB, 7C104HA, 7C104TA, 7C105HB, 7C105HA, 7C105TA - для 7C201HA, 7C201TA - для 7V104HB, 7V104HA, 7V201TA, 7V201TA-01	1000·10 ⁶ 550·10 ⁶ 1500·10 ⁶ 1000·10 ⁶ 10000·10 ⁶
Пределы допускаемой относительной погрешности электроакустического преобразования на рабочей* частоте, %	±50
* - частота, на которой коэффициент электроакустического преобразования датчика имеет максимальное значение	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическая ёмкость (для 7СХХХХХ), пФ, не менее	100
Сопротивление электрической изоляции, МОм, не менее: - для 7СХХХХХ между сигнальным выводом и корпусом - для 7С201ХХ и 7V201ТА-ХХ между сигнальными выводами, соединенными вместе, и корпусом	500 500
Напряжение питания постоянного тока, В: - для 7V104НВ, 7V104НА - для 7V201ТА, 7V201ТА-01	от 6 до 10 от 8 до 12
Ток потребления (для 7VХХХХХ), мА, не более	20
Габаритные размеры (диаметр×высота), мм, не более: - для 7С101НВ, 7С101НА - для 7С102НВ, 7С102НА - для 7С104НВ, 7С104НА, 7С104ТА - для 7С105НВ, 7С105НА, 7С105ТА - для 7С201НА, 7С201ТА, 7V201ТА, 7V201ТА-01 - для 7V104НВ, 7V104НА	14×9 19×7 25×21 25×37 24×24 25×28
Масса (без кабеля), г, не более: - для 7С101НВ, 7С101НА - для 7С102НВ, 7С102НА - для 7С104НВ, 7С104НА, 7С104ТА - для 7С105НВ, 7С105НА - для 7С105ТА - для 7С201НА, 7С201ТА, 7V201ТА, 7V201ТА-01 - для 7V104НВ, 7V104НА	10 15 60 100 110 40 70
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - для 7С101НВ, 7С102НВ - для 7С101НА, 7С102НА, 7С201НА, 7С201ТА - для 7С104НВ, 7С104НА, 7С104ТА, 7С105НВ, 7С105НА, 7С105ТА - для 7V104НВ, 7V104НА, 7V201ТА-01 - для 7V201ТА б) относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более	от -60 до +120 от -194 до +150 от -40 до +70 от -60 до +125 от -40 до +125 95
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	280000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ГТБВ.433633.ХХХ-ХХПС и руководства по эксплуатации ГТБВ.400201.009РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерен

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь акустической эмиссии	7Х*	1 шт.
Преобразователь акустической эмиссии 7ХХХХХХ-ХХ. Паспорт	ГТБВ.433633.ХХХ-ХХПС	1 шт.
Преобразователи акустической эмиссии 7Х. Руководство по эксплуатации	ГТБВ.400201.009РЭ	1 экз. на партию
Дополнительные принадлежности		по требованию
* – исполнение по заказу (индивидуальное обозначение по конструкторской документации)		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в ГТБВ.400201.009РЭ, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2022 г. № 3188 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений амплитуды ультразвукового смещения, колебательной скорости поверхности твердых сред и коэффициента электроакустического преобразования»;

ГТБВ.400201.009ТУ Преобразователи акустической эмиссии 7Х. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН: 5254494306

Юридический адрес: 607189, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Шверника, д. 17Б, оф. 205

Телефон: (83130) 49444

Факс: (83130) 49888

E-mail: info@gtlab.pro

Изготовитель

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

ИНН: 5254494306

Адрес: 607189, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Шверника, д. 17Б

Телефон: (83130) 49444

Факс: (83130) 49888

E-mail: info@gtlab.pro

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

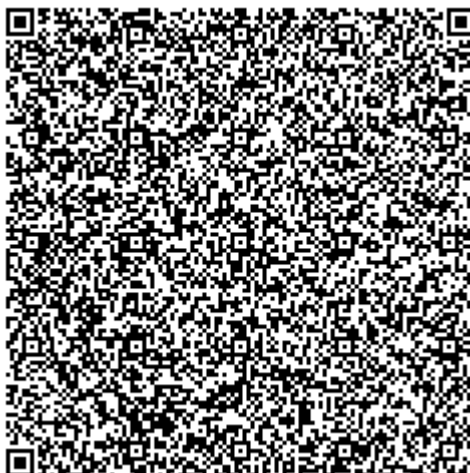
Адрес: 607188, Нижегородская обл., г. Саров, пр. Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, 23375

Факс: (83130) 22232

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311769.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89422-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-3000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-3000 (далее - резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске светлых нефтепродуктов и автомобильного бензина.

Описание средства измерений

Резервуар РВС-3000 представляет собой стальную сварную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, крыши резервуара и оборудования, обеспечивающего его эксплуатацию.

Принцип действия резервуара основан на измерении объема при приеме, хранении и отпуске светлых нефтепродуктов и автомобильного бензина в соответствии с градуировочной таблицей.

Вариант установки резервуара - наземный.

Место расположения резервуара общество с ограниченной ответственностью фирма «С.А.С.» (ООО фирма «С.А.С.»), Россия, 353211, Краснодарский край, Динской район, станица Новотитаровская, ул. Крайняя 2/11.

В конструкции резервуара РВС-3000 отсутствуют элементы настройки и регулировки, несанкционированный доступ к которым может оказать влияние на их метрологические характеристики, включая показатели точности.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и буквенно-цифровое обозначения типа состоящее из букв русского алфавита и арабских цифр, однозначно идентифицирующие резервуар, нанесены методом окрашивания, краской с использованием трафаретов на внешнюю сторону стенки резервуара и типографским способом в паспорт резервуара, обеспечивающими сохранность информации в период всего срока эксплуатации резервуара.

Фотография общего вида резервуара РВС-3000 с обозначением заводского номера 444, представлена на рисунке 1.

Фотография горловины замерного люка резервуара РВС-3000 заводской номер 444, представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 - Фотография общего вида резервуара РВС - 3000 заводской номер 444



Рисунок 2 – Фотография горловины замерного люка резервуара РВС - 3000 заводской номер 444

Пломбирование (нанесение знаков поверки) резервуара РВС - 3000 заводской номер 444 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Высота резервуара (высота стенки) (номинальное значение), мм	11920
Внутренний диаметр резервуара (номинальное значение), мм	18980

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика выполнения измерений объема (вместимости) резервуара изложена в разделе 10 «Методика измерений» паспорта резервуара вертикального стального цилиндрического РВС-3000 заводской номер 444.

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»;

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» (Приложение И).

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Строительно-монтажное предприятие «Конкурент» (ООО «СМП «Конкурент»)

ИНН 2308044660

Юридический адрес: 350062, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. им. Архитектора Петина, д. 22

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Строительно-монтажное предприятие «Конкурент» (ООО «СМП «Конкурент»)

ИНН 2308044660

Адрес: 350062, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. им. Архитектора Петина, д. 22

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае и Республике Адыгея» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

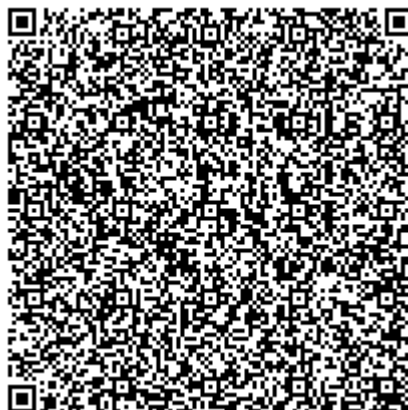
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон (факс): (861)233-76-50, (861) (233-85-86)

Web-сайт: <http://www.krasnodarcsm.ru>

E-mail: info@krasnodarcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311581.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89423-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном РВСП-2000 (далее - резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске светлых нефтепродуктов и автомобильного бензина.

Описание средства измерений

Резервуар РВСП-2000 представляет собой стальную сварную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, крыши резервуара, понтона и оборудования, обеспечивающего его эксплуатацию.

Принцип действия резервуара основан на измерении объема при приеме, хранении и отпуске светлых нефтепродуктов и автомобильного бензина в соответствии с градуировочной таблицей.

Вариант установки резервуара - наземный.

Место расположения резервуара общество с ограниченной ответственностью фирма «С.А.С.» (ООО фирма «С.А.С.»), Россия, 353211, Краснодарский край, Динской район, станица Новотитаровская, ул. Крайняя 2/11.

В конструкции резервуара РВСП-2000 отсутствуют элементы настройки и регулировки, несанкционированный доступ к которым может оказать влияние на его метрологические характеристики, включая показатели точности.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и буквенно-цифровое обозначения типа состоящее из букв русского алфавита и арабских цифр, однозначно идентифицирующие резервуар, нанесены методом окрашивания, краской с использованием трафаретов на внешнюю сторону стенки резервуара и типографским способом в паспорт резервуара, обеспечивающими сохранность информации в период всего срока эксплуатации резервуара.

Фотография общего вида резервуара РВСП-2000 с обозначением заводского номера 37, представлена на рисунке 1.

Фотография горловины замерного люка резервуара РВСП-2000 заводской номер 37, представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 - Фотография общего вида резервуара РВСП - 2000 заводской номер 37



Рисунок 2 - Фотография горловины замерного люка резервуара РВСП - 2000 заводской номер 37

Пломбирование (нанесение знаков поверки) резервуара РВСП - 2000 заводской номер 37 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Номинальная вместимость (номинальный объём) резервуара, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, % (геометрический метод)	± 0,2

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Высота резервуара (высота стенки) (номинальное значение), мм	11920
Внутренний диаметр резервуара	15180

(номинальное значение), мм	
----------------------------	--

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический с понтоном	РВСП-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика выполнения измерений объема (вместимости) резервуара изложена в разделе 10 «Методика измерений» паспорта резервуара вертикального стального цилиндрического с понтоном РВСП – 2000 заводской № 37.

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»;

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» (Приложение И).

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Строительно-монтажное предприятие «Конкурент» (ООО «СМП «Конкурент»)

ИНН 2308044660

Юридический адрес: 350062, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. им. Архитектора Петина, д. 22

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Строительно-монтажное предприятие «Конкурент» (ООО «СМП «Конкурент»)

ИНН 2308044660

Адрес: 350062, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. им. Архитектора Петина, д. 22

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае и Республике Адыгея» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

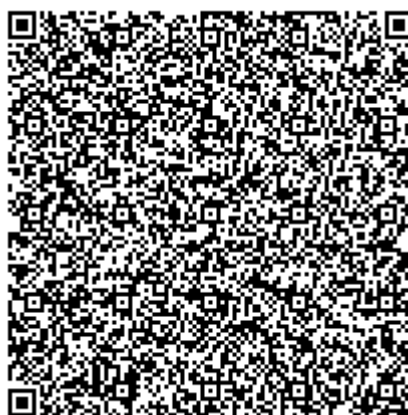
Адрес: 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон (факс): (861)233-76-50, (861) (233-85-86)

Web-сайт: <http://www.krasnodarcsm.ru>

E-mail: info@krasnodarcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311581.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89424-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-15 с заводским номером 1, РГС-50 с заводскими номерами 4, 5, РГС-100 с заводскими номерами 2, 3.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены типографским способом на информационную табличку резервуара. Табличка крепится к люку резервуара.

Резервуары РГС-15 с заводским номером 1, РГС-50 с заводскими номерами 4, 5, РГС-100 с заводскими номерами 2, 3 расположены на территории АЗС №605, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 445000, Самарская область, г. Тольятти, Обводное шоссе, 50.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

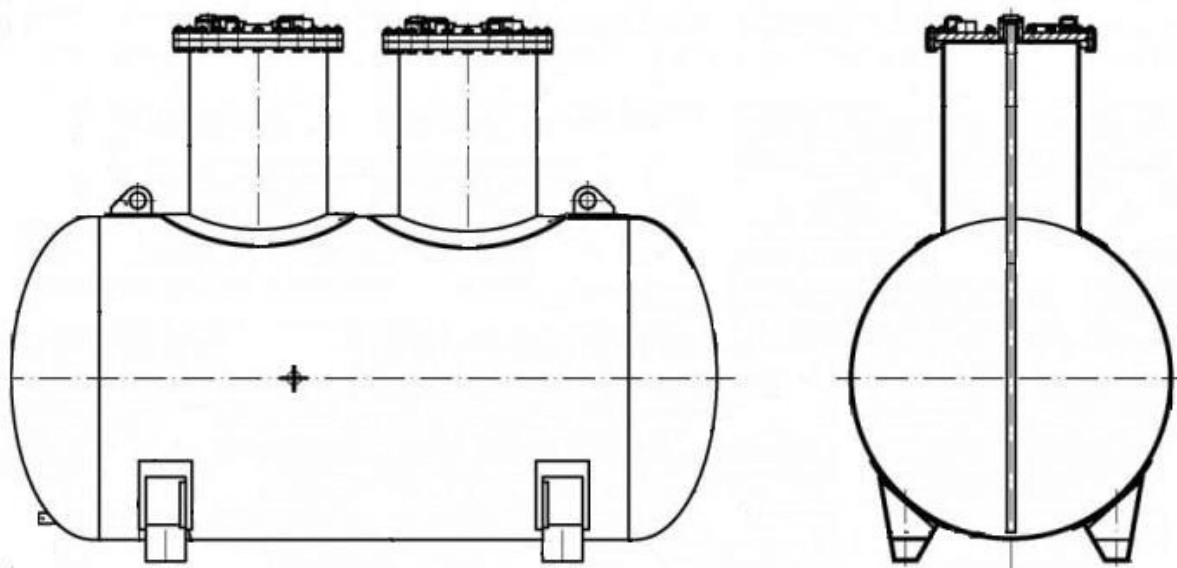


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-15 №1



Рисунок 3 –Горловины резервуаров РГС-50 №№4, 5



Рисунок 4 –Горловины резервуаров РГС-100 №№2, 3

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	РГС-15	РГС-50	РГС-100
Номинальная вместимость, м ³	15	50	100
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	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 горизонтальный цилиндрический	РГС-15	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-100	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 «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

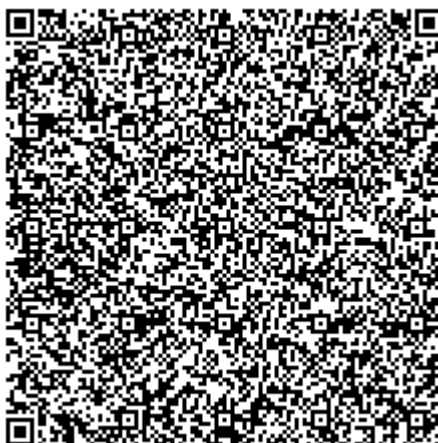
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89425-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-20 с заводским номером 4, РГС-25 с заводскими номерами 5, 6, РГС-60 с заводскими номерами 1, 2, 3.

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

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

Табличка крепится на технологическую шахту резервуара.

Резервуары РГС-20 с заводским номером 4, РГС-25 с заводскими номерами 5, 6, РГС-60 с заводскими номерами 1, 2, 3 расположены на территории АЗС №606, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 445000, Самарская область, г. Тольятти, Обводное шоссе, 90.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

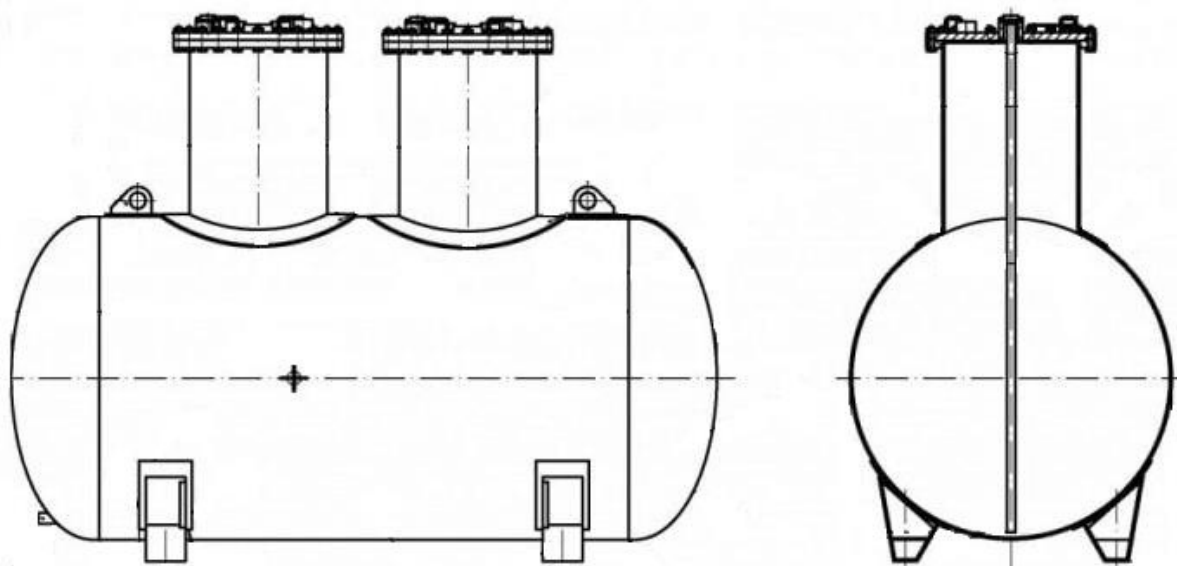


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-20 №4



Рисунок 3 –Горловины резервуаров РГС-25 №№5, 6



Рисунок 4 –Горловины резервуаров РГС-60 №№1, 2, 3

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	РГС-20	РГС-25	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	20	25	60
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	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 горизонтальный цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	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 «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

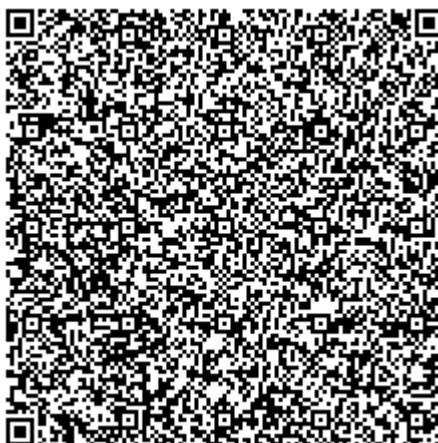
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89426-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-30 с заводскими номерами 2, 3, РГС-60 с заводским номером 1.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены типографским способом на информационную табличку резервуара. Табличка крепится к люку резервуара.

Резервуары РГС-30 с заводскими номерами 2, 3, РГС-60 с заводским номером 1 расположены на территории АЗС №603, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 445009, Самарская область, г. Тольятти, ул. Комсомольская, 86К.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

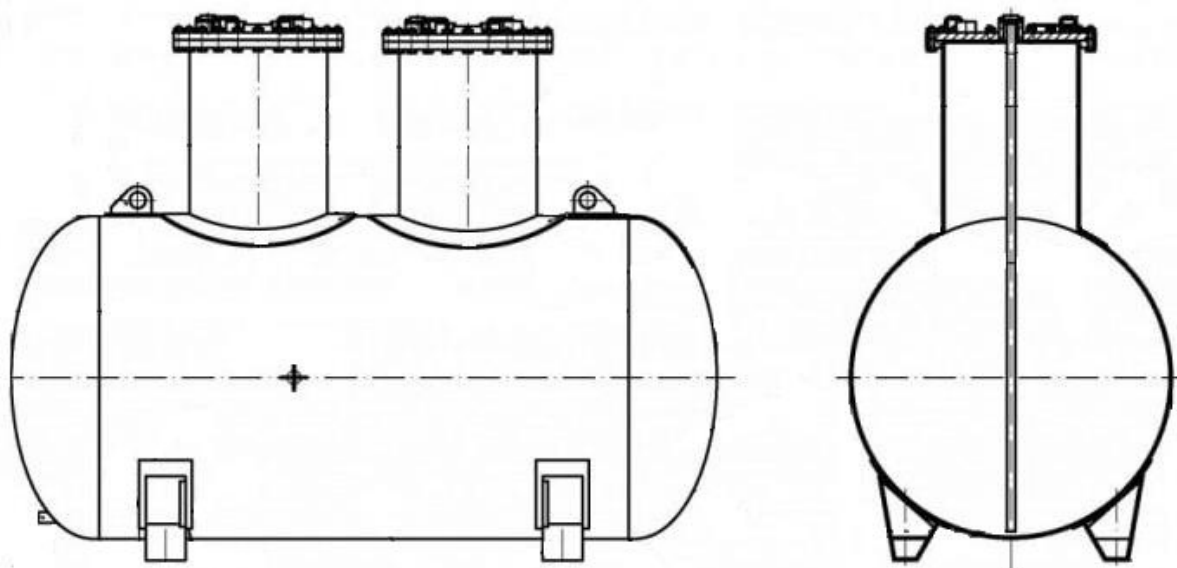


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 –Горловины резервуаров РГС-30 №№2, 3



Рисунок 3 –Горловина резервуара РГС-60 №1

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-30	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	30	60
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	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 горизонтальный цилиндрический	РГС-30	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	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 «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Испытательный центр

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

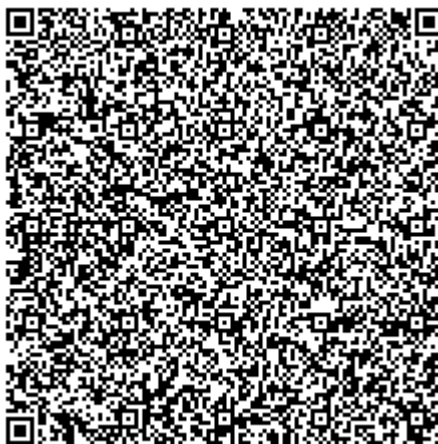
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89427-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 25 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены типографским способом на информационную табличку резервуара. Табличка крепится к люку резервуара.

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4, 5, 6, расположены на территории АЗС №251, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423600, Республика Татарстан, Елабужский район, на выезде из СЭЗ «Алабуга».

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

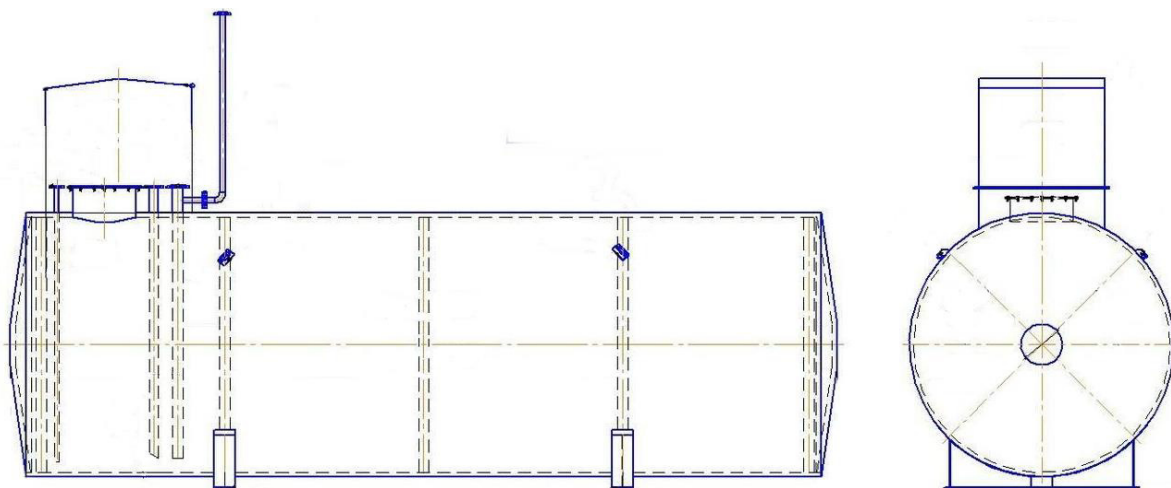


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловины резервуаров РГС-25 зав.№№ 1, 2



Рисунок 3 – Горловины резервуаров РГС-25 зав.№№ 3, 4

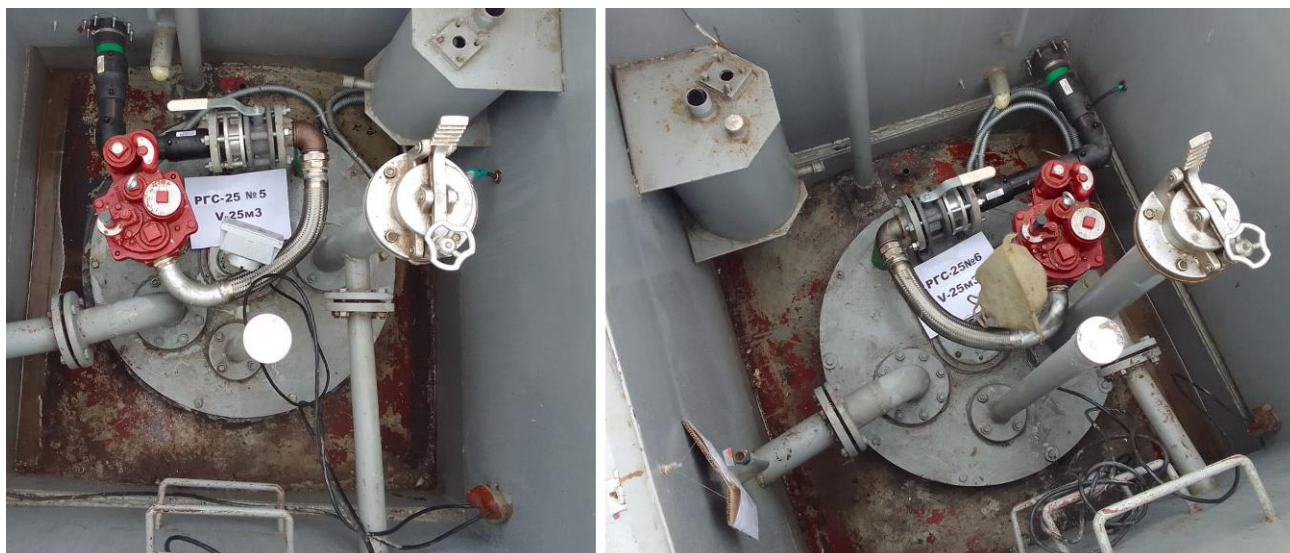


Рисунок 4 – Горловины резервуаров РГС-25 зав.№№ 5, 6

Пломбирование резервуаров РГС-25 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 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	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-25	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

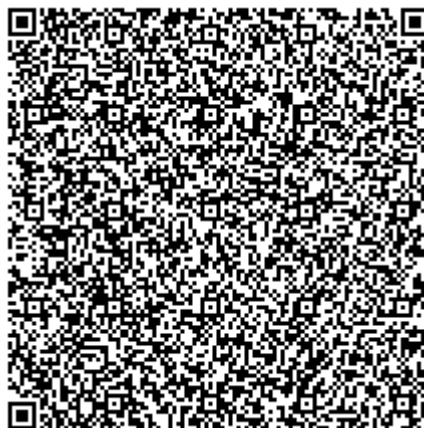
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89428-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-25 с заводским номером 5, РГС-60 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены в виде наклейки на люк резервуара.

Резервуары РГС-25 с заводским номером 5, РГС-60 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4 расположены на территории АЗС №229, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 423523, Республика Татарстан, г. Заинск, ул. Г. Тавлина, 34.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

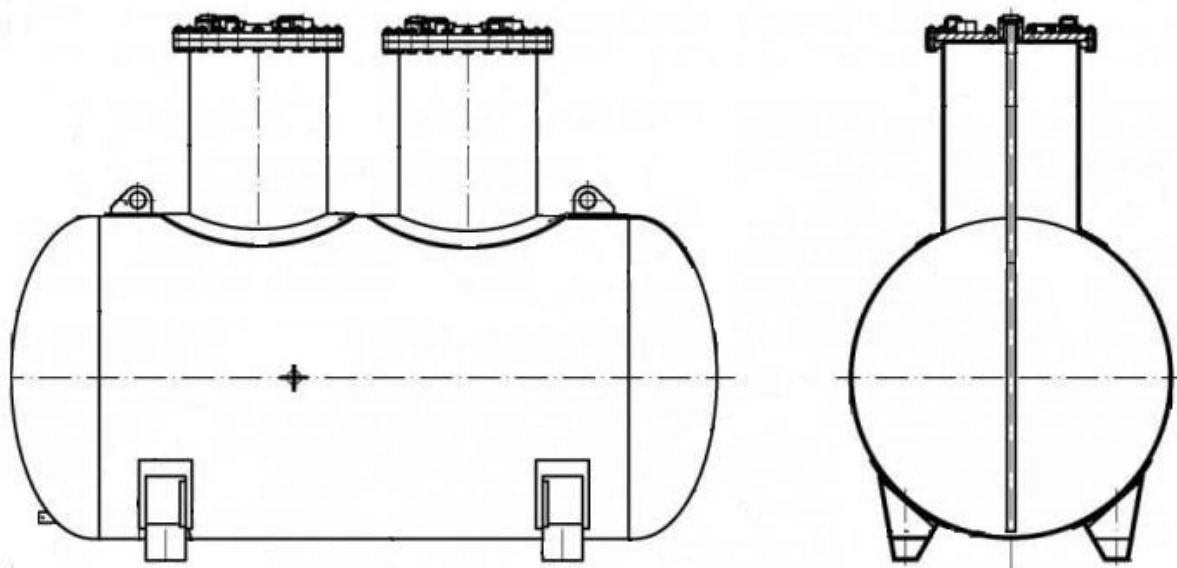


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров РГС

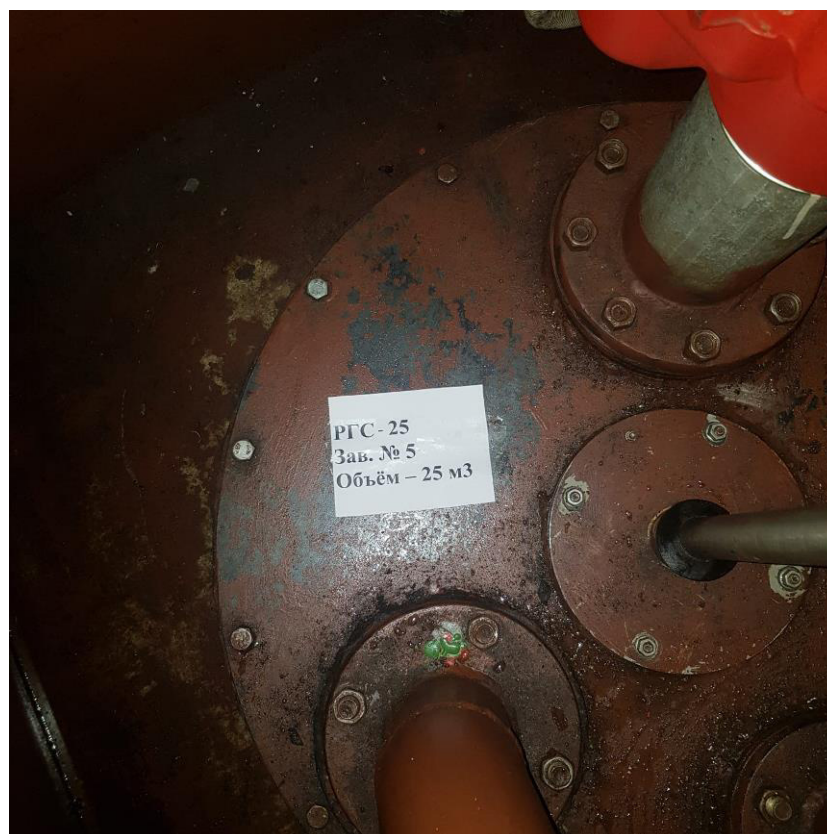


Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 5



Рисунок 3 – Горловины резервуаров РГС-60 зав.№№1, 2



Рисунок 4 – Горловины резервуаров РГС-60 зав.№№3, 4

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-25	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	25	60
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	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 горизонтальный цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	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

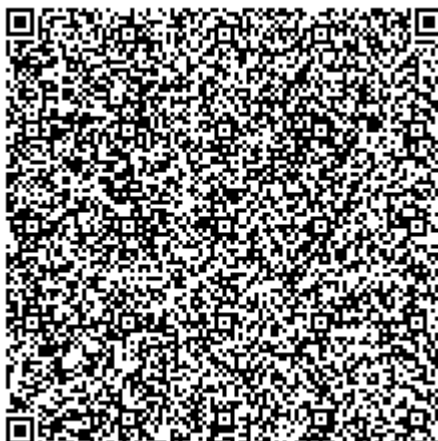
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.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 «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89429-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Магнитометры Mag

Назначение средства измерений

Магнитометры Mag предназначены для измерений модуля вектора магнитной индукции постоянного магнитного поля и его градиента, а так же могут быть использованы в составе рабочего эталона 1-го разряда единицы магнитной индукции постоянного магнитного поля в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции (ГОСТ 8.030-2013).

Описание средства измерений

К данному типу относятся магнитометры Mag моделей «OVHmag», «2OVHmag» и «SmartMag» (далее – магнитометры Mag).

Принцип действия магнитометров Mag основан на явлении свободной прецессии протонов предварительно поляризованного рабочего вещества в магнитном поле. При этом поляризация ядер усиливается с помощью эффекта Оверхаузера (динамическая поляризация ядер).

Магнитометры Mag состоят из блока электроники, а также одного (для «OVHmag» и «SmartMag») или двух (для «2OVHmag») оверхаузеровских датчиков. Магнитометры Mag могут быть объединены между собой цифровой линией связи для выполнения синхронизированных измерений, в том числе с целью определения градиента магнитного поля на необходимой базе измерения. Блок электроники и оверхаузеровский датчик соединяются между собой сигнальным кабелем. Магнитометры могут применяться при решении научных и прикладных задач в областях (не ограничиваясь) метрологии, геофизики, геологоразведки, археологии, бесконтактного обследования трубопроводов, а также других, связанных измерением и регистраций модуля постоянного магнитного поля. Модели магнитометров отличаются дизайном исполнения, значениями технических характеристик и комплектом поставки. Метрологические характеристики всех моделей идентичны.

Каждый цикл измерения принципиально состоит из двух тактов:

- поляризация – на рабочее вещество первичного преобразователя воздействует постоянное и высокочастотное электромагнитные поля так, что оси вращения протонов разворачиваются преимущественно в направлении перпендикулярно вектору индукции магнитного поля.

- измерение – поле поляризации выключается и начинается свободная прецессия протонов вокруг вектора магнитного поля. В низкочастотных катушках первичного преобразователя возникает ЭДС в форме затухающей синусоиды, частота которой пропорциональна магнитной индукции измеряемого поля.

На рисунках 1–3 представлен общий вид магнитометров без транспортировочных кейсов.

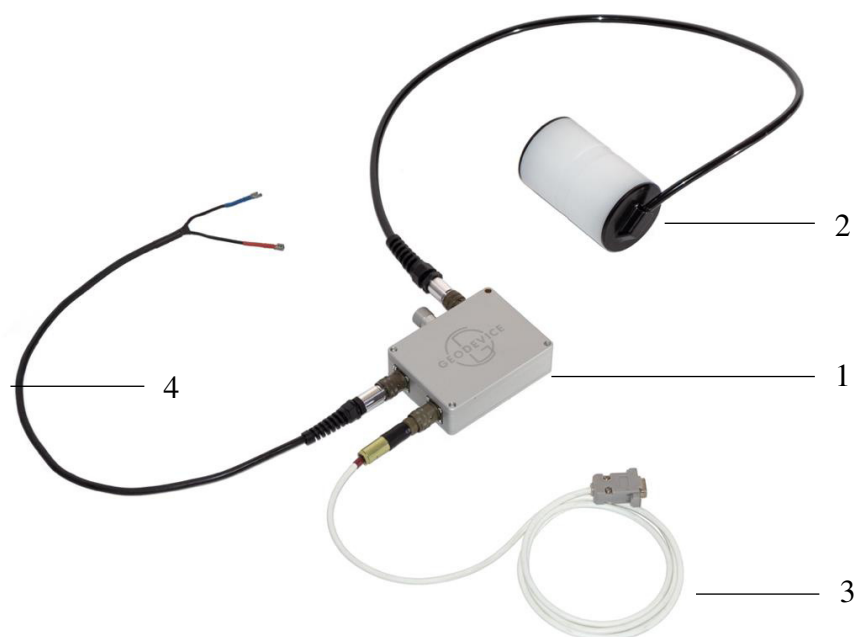


Рисунок 1 — Общий вид магнитометра OVHmag
1 – блок электроники OVHmag; 2 – датчик на кабеле;
3 – кабель питания и связи RS232; 4 – кабель питания

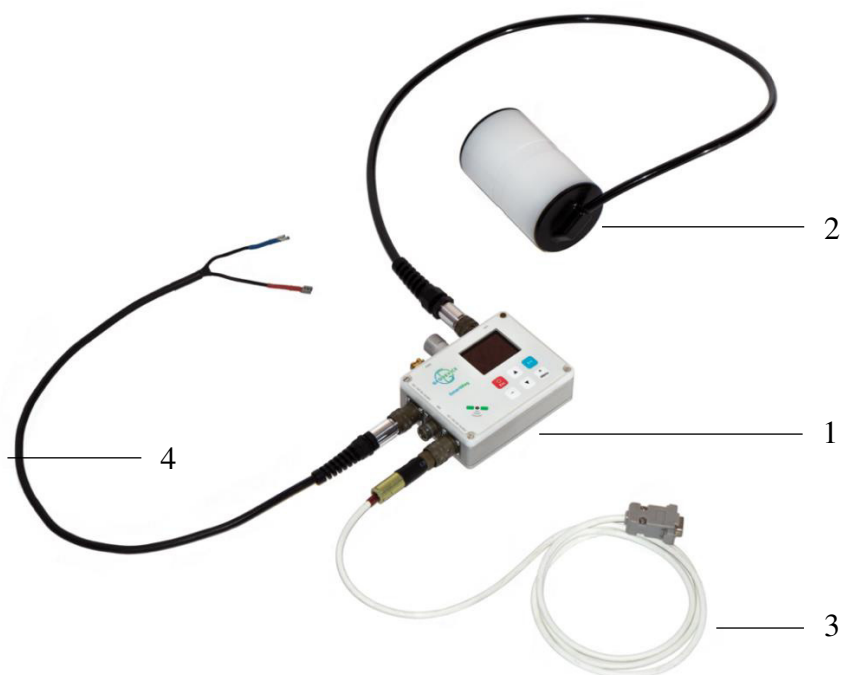


Рисунок 2 — Общий вид магнитометра SmartMag
1 – блок электроники SmartMag; 2 – датчик на кабеле;
3 – кабель питания и связи RS232; 4 – кабель питания

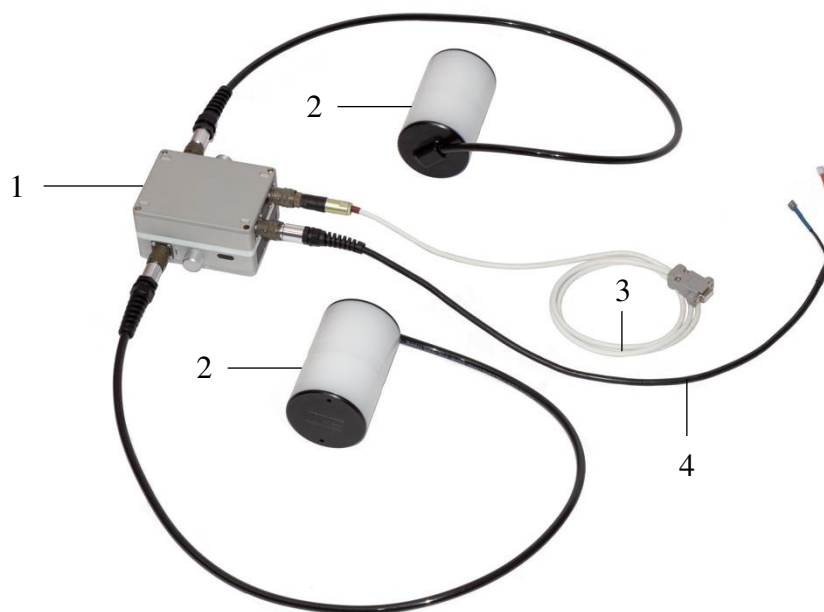


Рисунок 3 – Общий вид магнитометра 2OVHmag
1 – блок электроники 2OVHmag; 2 – датчик на кабеле;
3 – кабель питания и связи RS232; 4 – кабель питания

Маркировка магнитометров Mag осуществляется методом лазерной гравировки на блоках электроники магнитометров всех моделей. Логотип предприятий-изготовителей ООО «ГЕОДЕВАЙС», ООО «ГЕОДЕВАЙС ГЕОФИЗИКА» и ООО «ГЕОДЕВАЙС ТЕХНОЛОДЖИС» показан на рисунке 4. На изделии наносятся: логотип, модель, серийный номер, знак утверждения типа.



Рисунок 4 – Логотип предприятия-изготовителя

Места пломбирования от несанкционированного доступа показано на рисунке 5. Пломбирование осуществляется нанесением сургучного оттиска на винты.



Рисунок 5 – Место установки пломбы
а – блок электроники OVHmag; б – блок электроники SmartMag;
в – блок электроники 2OVHmag

Места нанесения заводских номеров на составные части магнитометров Mag показано на рисунках 6 и 7.

Нанесение заводских номеров на составные части магнитометров осуществляется с помощью лазерной гравировки в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из пяти символов арабских цифр и/или букв латинского алфавита.

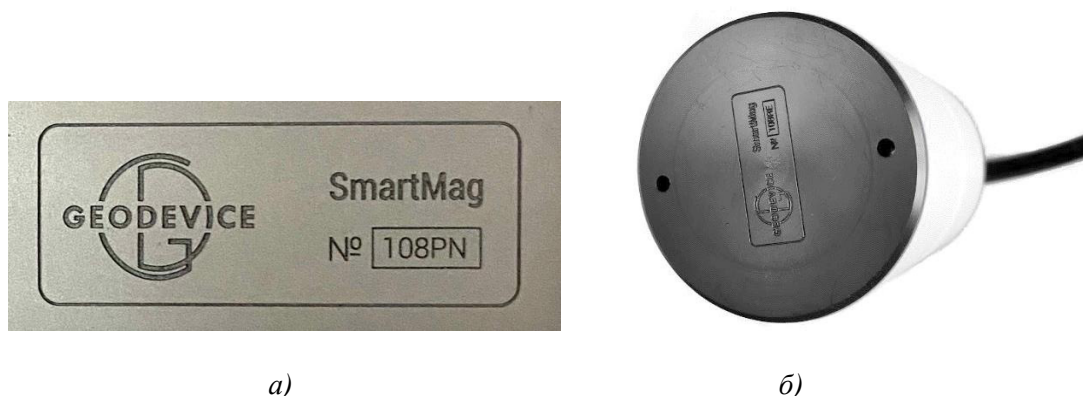


Рисунок 6 – Наименование, заводской номер составной части магнитометра и логотип предприятия-изготовителя
а – на корпусе магнитометра; б – на корпусе датчика

Заводской номер магнитометров Mag состоит из заводских номеров составных частей изделия: зав. № датчика / зав. № блока электроники - для моделей «OVHmag», зав. № датчика 1 / зав. № датчика 2 / зав. № блока электроники - для моделей «2OVHmag», зав. № датчика / зав. № блока электроники - для моделей «SmartMag» и заносится в паспорт магнитометра.



Рисунок 7 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа
а – блок электроники OVHmag; б – блок электроники SmartMag;
в – блок электроники 2OVHmag

Нанесение знака поверки на магнитометры Mag не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) состоит из встроенного ПО (прошивка) в блоках электроники OVHmag, 2OVHmag и SmartMag, а также автономное ПО SmartManager для установки на ПК. Прошивка организует работу электронных узлов магнитометра, сбор и обработку данных, а также передачу результата на внешнее устройство или сохранение результата на встроенный в блок электроники SmartMag модуль памяти. ПО в блоке электроники SmartMag позволяет пользователю задавать режимы работы магнитометра, осуществлять привязку данных по координатам и времени, а также визуализировать результат измерения на экране. ПО SmartManager предназначено для управления магнитометрами с ПК, а также получения, визуализации и сохранения результатов измерений, идентификации встроенного ПО и передачи в прибор отдельных команд пользователя.

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
	Встроенное ПО	Автономное ПО
Идентификационное наименование ПО	-	SmartManager
Номер версии (идентификационный номер) ПО	86	002
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	DFCF4555	1C8351B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики магнитометров приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики магнитометров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений модуля вектора магнитной индукции постоянного магнитного поля, нТл	от 20000 до 110000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля вектора магнитной индукции постоянного магнитного поля, нТл	$\pm 0,5$

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Габаритные размеры (В×Ш×Г), мм, не более:		
- датчик на кабеле		Ø 72x125
- блок электроники OVHmag		114x87x35
- блок электроники 2OVHmag		114x87x65
- блок электроники SmartMag		114x87x35
Масса рабочего комплекта (без АКБ), кг, не более:		
- магнитометр OVHmag		1,23
- магнитометр 2OVHmag		2,24
- магнитометр SmartMag		1,21
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	OVHmag	11800
	2OVHmag	10700
	SmartMag	12000
Средний срок службы, лет		10
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность воздуха при температуре +30 °C, не более, %		от -40 до +60 от 84 до 107 90

Знак утверждения типа наносится

на корпуса устройств в местах, как указано на рисунке 7 методом лазерной гравировки (слева от заводского номера) и типографическим способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средств измерений

Таблица 4 – Комплектность магнитометров Mag

Наименование	Обозначение	Количество
Магнитометр OVHmag		
Датчик на кабеле	ГДРП.418729.010	1
Блок электроники OVHmag	ГДРП.418115.001	1
Кабель питания связи и питания RS232	ГДРП.468363.005	1
Кабель питания	ГДРП.468363.009	1
Паспорт	ГДРП.416632.004 ПС	1
Руководство по эксплуатации. Магнитометры Mag	ГДРП.416632.004 РЭ	1
	—	1
Программное обеспечение SmartManager	—	1
Методика поверки		
Магнитометр 2OVHmag		
Датчик на кабеле	ГДРП.418729.010	2
Блок электроники 2OVHmag	ГДРП.418115.002	1
Кабель питания связи и питания RS232	ГДРП.468363.005	1
Кабель питания	ГДРП.468363.009	1
Паспорт	ГДРП.416632.006 ПС	1
Руководство по эксплуатации. Магнитометры Mag	ГДРП.416632.004 РЭ	1
	—	1
Программное обеспечение SmartManager	—	1
Методика поверки		
Магнитометр SmartMag		
Датчик на кабеле	ГДРП.418729.010	1
Блок электроники SmartMag	ГДРП.418115.003	1
Кабель питания связи и питания RS232	ГДРП.468363.005	1
Кабель питания	ГДРП.468363.009	1
Паспорт	ГДРП.416632.007 ПС	1
Руководство по эксплуатации. Магнитометры Mag	ГДРП.416632.004 РЭ	1
	—	1
Программное обеспечение SmartManager	—	1
Методика поверки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации ГДРП.416632.004 РЭ «Магнитометры Mag», раздел 2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.030-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции;

Технические условия ГДРП.416632.004 ТУ «Магнитометры Mag».

Правообладатель

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

ИНН 7801625938

Юридический адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Ольги Берггольц, д. 36, стр. 2
помещ. 211

Телефон: +7 (812) 748-18-82

Web-сайт: www.geodevice.ru

E-mail: office@geodevice.ru

Изготовители

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

ИНН 7801625938

Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Ольги Берггольц, д. 36, стр. 2, помещ. 211

Телефон: +7 (812) 748-18-82

Web-сайт: www.geodevice.ru

E-mail: office@geodevice.ru

Общество с ограниченной ответственностью «ГЕОДЕВАЙС ГЕОФИЗИКА»
(ООО «ГЕОДЕВАЙС ГЕОФИЗИКА»)

ИНН 7801335650

Юридический адрес: 199178, г. Санкт-Петербург, Малый пр-кт В.О., д. 58, лит. А,
помещ. 14Н

Адрес осуществления деятельности: 192148, г. Санкт-Петербург,
ул. Ольги Берггольц, д. 36, стр. 2

Телефон: +7 (812) 748-18-82

Web-сайт: www.geodevice.ru/contacts/details-physics/

E-mail: office@geodevice.ru

Общество с ограниченной ответственностью «ГЕОДЕВАЙС ТЕХНОЛОДЖИС»
(ООО «ГЕОДЕВАЙС ТЕХНОЛОДЖИС»)

ИНН 7801344800

Адрес: 192148, г. Санкт-Петербург, ул. Ольги Берггольц, д. 36, стр. 2, помещ. 209

Телефон: +7 (812) 467-85-67

Web-сайт: www.technologies.geodevice.ru

E-mail: technologies@geodevice.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

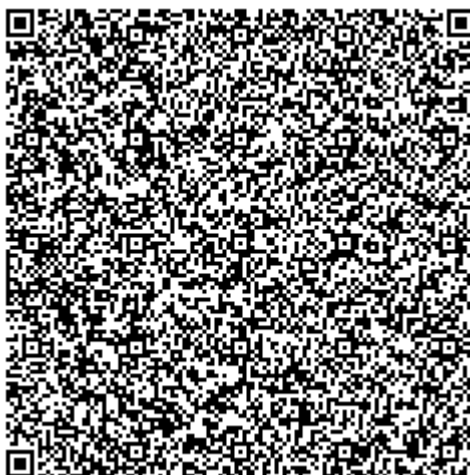
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89430-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с коническими днищами наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки и пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами 1, 2 расположенные по адресу: Хабаровский край, район им. Полины Осипенко, квартал № 838 Херпучинского лесничества Кербинского лесхоза (вновь созданное Кербинское лесничество), Склад ГСМ №1 промышленной площадки Албазинского ГОКа.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.

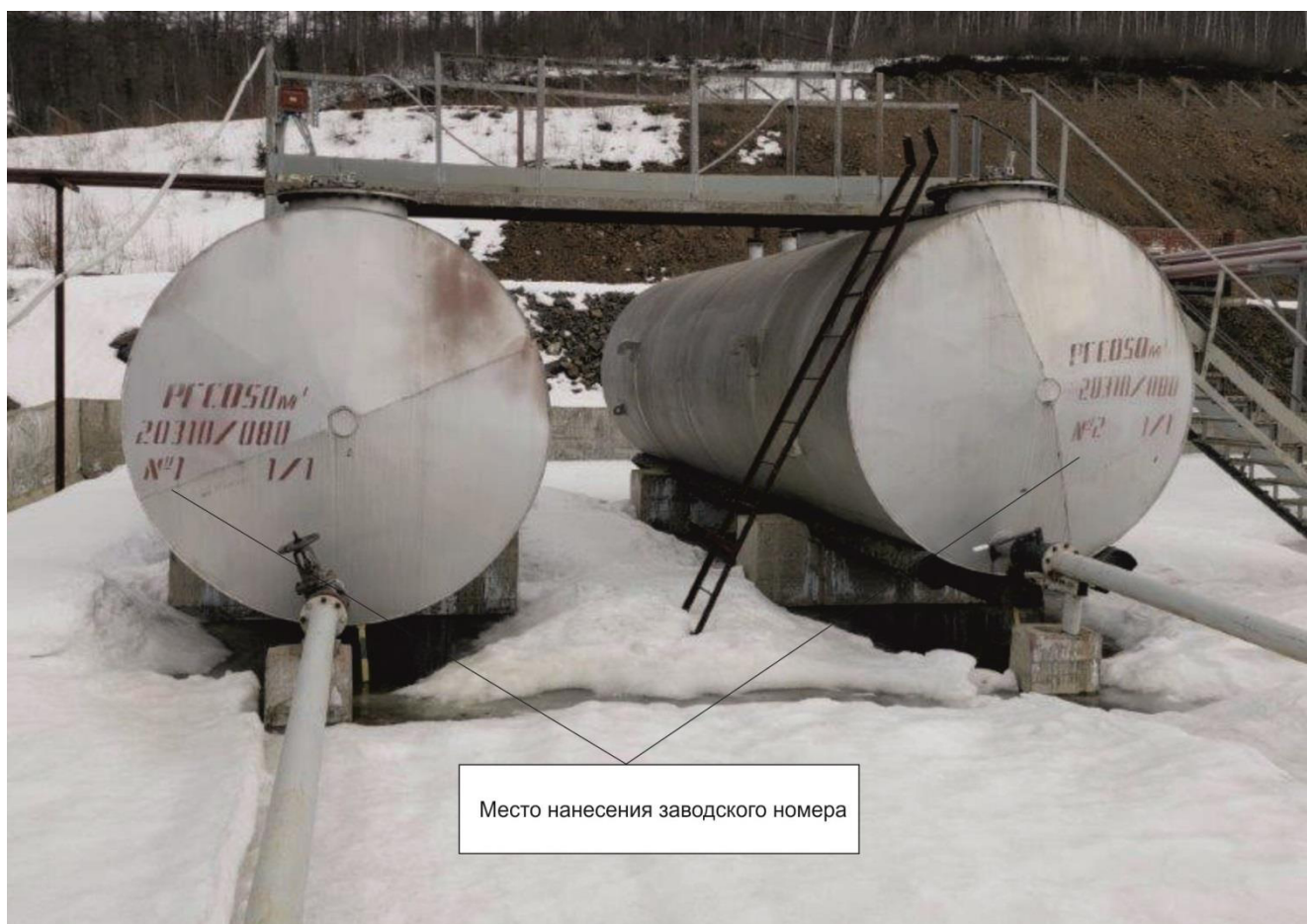


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-50 с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,25
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 6 паспорта

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 расхода жидкости».

Правообладатель

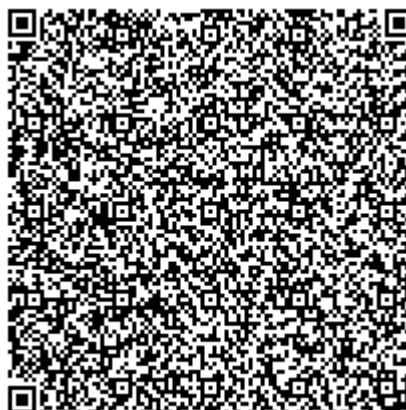
Общество с ограниченной ответственностью «Полиметалл ДВ»
(ООО «Полиметалл ДВ»)
ИНН: 2721205784
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, д. 26А, оф. 207
Телефон: +7 (4212) 91-03-43
E-mail: GalkinAnA@plme.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Полиметалл ДВ»
(ООО «Полиметалл ДВ»)
ИНН: 2721205784
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, д. 26А, оф. 207
Телефон: +7 (4212) 91-03-43
E-mail: GalkinAnA@plme.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33
Адрес местонахождения: 420043, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19
Телефон: +7(843) 513-30-75
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89431-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры измерительные FloBoss S600+

Назначение средства измерений

Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – контроллер) предназначены для измерений и преобразований аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного электрического тока, частоты переменного электрического тока, количества импульсов и вычислений физико-химических свойств, расхода и количества газа.

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров основан на измерении сигналов, поступающих от измерительных преобразователей давления, перепада давления, температуры, расхода, объема и других преобразователей, их дальнейшем преобразовании в значения измеряемых параметров и вычислении по соответствующему алгоритму объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, теплоты сгорания и физических параметров природного газа.

Контроллеры выполнены в корпусе, на передней панели которых расположены жидкокристаллический дисплей с подсветкой и 26-кнопочная клавиатура, обеспечивающие возможность просмотра конфигурационных параметров и локального управления, а также светодиод состояния. На задней стороне расположены разъемы для подключения и интерфейсы связи с внешними устройствами. Сбор сигналов осуществляется модулями ввода/вывода по соответствующим каналам ввода/вывода: аналоговым, импульсным, частотным, дискретным и цифровым каналам (HART), а также модулем центрального процессора по цифровым каналам (Modbus). Полученные сигналы обрабатываются согласно алгоритмам, заложенным в программном обеспечении, и используются в вычислениях, необходимых для учетных операций и реализации функций управления. Обмен данными организован с помощью коммуникационных портов, расположенных на модуле центрального процессора.

Выполнение основных функций и вычислений производится центральным процессором, способным обрабатывать 64-битные числа с плавающей запятой, с использованием математики чисел с двойной точностью. В целях повышения надежности, накапливаемые результаты вычислений (сумматоры) сохраняются в трех независимых ячейках памяти (тройные регистры).

Основные функции контроллеров:

- преобразование измеренных сигналов в значения измеряемых величин;
- вычисление объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 8.611–2013;
- расчет физико-химических показателей газа в соответствии ГОСТ 31369–2008 (ИСО 6976:1995), ГОСТ 30319.2–2015 и ГОСТ 30319.3–2015;

- проведение обработки результатов анализа компонентного состава природного газа, передаваемых от потокового хроматографа для расчета физико-химических показателей;
- хранение архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;
- сигнализация при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в процессах системы;
- балансировка потоков, управление отгрузками продуктов и реализация других алгоритмов, заданных оператором.

Контроллеры имеют интерфейсы связи RS232, RS422/ RS485 и Ethernet для обмена информацией с внешними устройствами и системой более высокого уровня. Поддерживаются протоколы Modbus ASCII, Modbus RTU, Modbus TCP/IP.

Дополнительно встроенный web-сервер обеспечивает реализацию всех функций передней панели, а также позволяет производить диагностику с помощью web-браузера персонального компьютера, подключенного к контроллеру по протоколу Ethernet.

Место нанесения знака утверждения типа не предусмотрено.

Заводской номер в виде арабских цифр наносится методом печати на шильдик, расположенный на боковой части корпуса. Пломбировку от несанкционированного доступа осуществляют с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбы. Общий вид, место нанесения заводского номера и схема пломбировки контроллеров от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

К данному типу относятся контроллеры с заводскими номерами 18361863, 18361864, 20027135, 20027136, 20027836, 20027967.

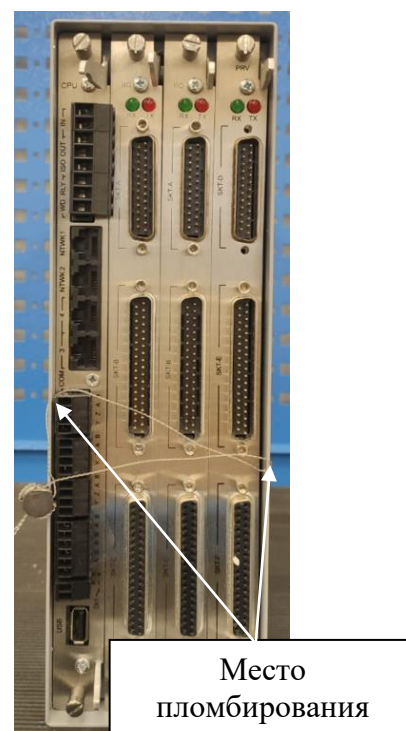
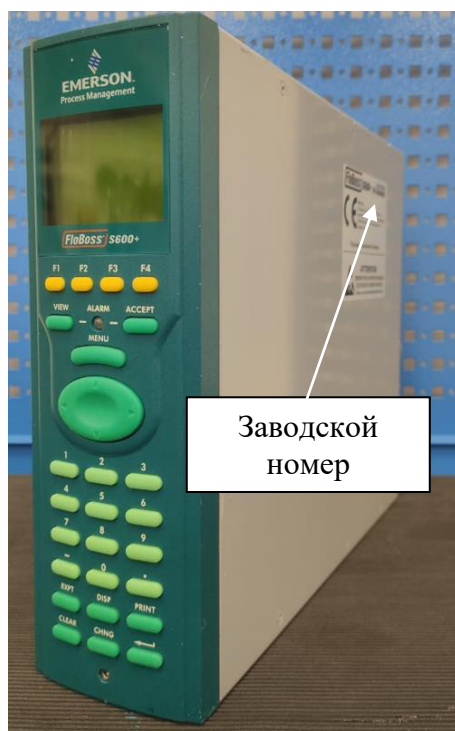


Рисунок 1 – Общий вид, место нанесения заводского номера и схема пломбировки контроллеров

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части и обеспечивает реализацию функций контроллеров.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	APPLICATION SW	GOST CSUM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.27	–
Цифровой идентификатор ПО (CRC-16)	–	2694

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений сигналов силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон измерений сигналов напряжения постоянного тока, В	от 1 до 5
Диапазон измерений частотных сигналов, Гц	от 50 до 10000
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока, % диапазона измерений: – основной – дополнительной, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от плюс (23±5) °С на 1 °С	±0,04 ±0,001
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов напряжения постоянного тока, % диапазона измерений: – основной – дополнительной, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от плюс (23±5) °С на 1 °С	±0,02 ±0,001
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частотного сигнала, %	±0,002
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений количества импульсов (частота следования импульсов от 50 до 10000 Гц), импульсы на каждые 10000 импульсов, импульс	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений физических свойств, расхода и количества газа, %	±0,002

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 20 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	48
Габаритные размеры, мм, не более – высота – ширина – длина	305 270 85
Масса, кг, не более	6

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -10 до +60 90 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	120000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер измерительный FloBoss S600+	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Передняя панель» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Правообладатель

Акционерное общество «Арктическая газовая компания» (АО «АРКТИКГАЗ»)
ИНН 8904002359

Юридический адрес: 629307, г. Новый Уренгой, мкр. Славянский,
д. 9, эт. 6, каб. 607

Телефон: +7 (3494) 935-000; факс: +7 (3494) 935-000

E-mail: reception@jsc-arcticgas.ru

Изготовитель

SC Emerson SRL, Румыния

Адрес: Str.Emerson Nr.4, Parcul Industrial Tetarom II, Cluj-Napoca, 400641, Romania

Телефон: +40 (374) 132000

E-mail: reception.a2@emerson.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

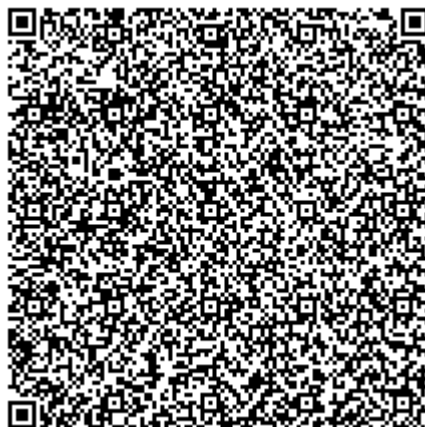
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5,
подвал, помещ. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89432-23

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Центральные электрические сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Центральные электрические сети» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя интеллектуальный контроллер (УСПД) SM160 – 02М, каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2.0», устройства синхронизации времени УСВ-3 и УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 3 – 28 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика ИИК № 1-2, 29-37, 41-53 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», для ИИК № 38-40 на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 3 – 28 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчика ИИК № 1-2, 29-37, 41-53 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчика ИИК № 38-40 со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус СБД ООО «РКС-энерго».

Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» с указанием места нанесения заводского номера АИИС КУЭ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида Сети», ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР»	
1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

ПО «Пирамида Сети»	
1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2.0»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Кировский завод ЖБИ (ПС-382), ЗРУ-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, яч.16, ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 40740-09	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	I	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Кировский завод ЖБИ (ПС-382), ЗРУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, яч.17, ввод 6 кВ Т-1	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 40740-09	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
3	ПС 110 кВ Ивановская (ПС-207), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.02, КЛ-10 кВ ф.207-02	ТЛК 300/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	НТМИ-10-66 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
4	ПС 110 кВ Ивановская (ПС-207), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.03, КЛ-10 кВ ф.207-03	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
5	ПС 110 кВ Ивановская (ПС-207), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.13, КЛ-10 кВ ф.207-13	ТЛК 300/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
6	ПС 110 кВ Ивановская (ПС-207), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ ф.207-15	ТЛК 300/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
7	ПС 110 кВ Ивановская (ПС-207), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.20, КЛ-10 кВ ф.207-20	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.720-02	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	SM160-02M, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
9	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ- 6 кВ ф.720-03	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
10	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ- 6 кВ ф.720-07	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
11	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.720-08	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
12	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.720-10	ТЛО-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
13	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.720-13	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
14	ПС 35 кВ Поселковая (ПС- 726), ЗРУ-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.726-01	ТПК-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 22944-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02M, рег. № 71337-18	
15	ПС 35 кВ Поселковая (ПС- 726), ЗРУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.726-02	ТПК-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 22944-07	НОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 55132-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
16	ПС 35 кВ Поселковая (ПС- 726), ЗРУ-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.726-03	ТПФ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 517-50	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
17	ПС 35 кВ Поселковая (ПС- 726), ЗРУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.726-05	ТПК-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 22944-07	НОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 55132-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ПС 35 кВ Павлово-новая (ПС-729), КРУН- 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ ф.729-04	ТЛК 150/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
19	ПС 35 кВ Павлово-новая (ПС-729), КРУН- 10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.20, КЛ-10 кВ ф.729-05	ТЛК 150/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19		
20	ПС 35 кВ Павлово-новая (ПС-729), КРУН- 10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.4, КЛ-10 кВ ф.729-14	ТПЛ-10с 150/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19		
21	ПС 35 кВ Отрадное (ПС- 730), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ ф.730-01	ТПЛ-10с 50/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНОЛПМ 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02М, рег. № 71337-18	
22	ПС 35 кВ Отрадное (ПС- 730), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.3, КЛ-10 кВ ф.730-03	ТПЛ-10с 150/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНОЛПМ 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
23	ПС 35 кВ Отрадное (ПС- 730), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ ф.730-10	ТПЛ-10с 150/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНОЛПМ 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
24	ПС 35 кВ Отрадное (ПС- 730), КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ ф.730-11	ТПЛ-10с 100/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	ЗНОЛПМ 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
25	ПС 35 кВ Отрадное (ПС- 730), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.13, КЛ-10 кВ ф.730-13	ТПЛ-10с 75/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС 35 кВ Отрадное (ПС-730), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ ф.730-14	ТПЛ-10с 100/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
27	ПС 35 кВ Отрадное (ПС-730), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.20, КЛ-10 кВ ф.730-20	ТПЛ-10с 50/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
28	ПС 35 кВ Отрадное (ПС-730), КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, яч.22, КЛ-10 кВ ф.730-22	ТПЛ-10с 100/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
29	ПС 35 кВ Малукса (ПС-733), РУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.733-01	ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 40740-99	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	I	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
30	ПС 35 кВ Малукса (ПС-733), РУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.733-02	ТПЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 40740-99	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
31	ПС 35 кВ Ладога, ЗРУ-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, яч.111, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-10-І 1500/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
32	ПС 35 кВ Ладога, ЗРУ-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, яч.208, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-10-І 1500/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
33	ТП-МПК 10 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ жилого дома	Т-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
34	ТП 6 кВ №2, РУ-6 кВ, яч.5, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ТП 10 кВ №3320, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07	1	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
36	ТП 10 кВ №3426, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		
37	ТП 10 кВ №3741, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36355-07		
38	ТП 10 кВ №3732, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 У3 600/5, КТ 0,5S Пер. № 40473-09	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС- энерго»
39	ТП 10 кВ №3753, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 У3 600/5, КТ 0,5S Пер. № 40473-09	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
40	ТП 10 кВ №3753, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 У3 600/5, КТ 0,5S Пер. № 40473-09	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
41	ТП 10 кВ №3754, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 600/5, КТ 0,5S Пер. № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
42	ТП 10 кВ №3755, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		
43	ТП 10 кВ №3756, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		
44	ТП 10 кВ №3756, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 400/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		
45	ТП 10 кВ №3757, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5, КТ 0,5S Пер. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
46	ППВ-3163 10 кВ, отпайка от оп. 58 ВЛ-10 кВ ф.524-01	ТОЛ-10-I 100/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	1	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
47	ТП 10 кВ №194, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТОП М-0,66 УЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		
48	ТП 10 кВ №195, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		
49	ТП 10 кВ №3817, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
50	ВЛ-6 кВ ф.726-07, отпайка ВЛ-6 кВ от оп.14, оп.1, ПКУ-6 кВ	ТЛО-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 6300:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
51	ВЛ-10 кВ ф.524-04, отпайка ВЛ-10 кВ от оп.37, оп.1, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 80/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
52	ВЛ-10 кВ ф.524-01, отпайка ВЛ-10 кВ от оп.11, оп.11а, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3 /100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
53	ВЛ-10 кВ ф.728-03, отпайка ВЛ-10 кВ от оп.20, оп.1Б, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10 III 50/5, КТ 0,5S Рег. № 36308-07	НОЛ-10 III 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 66629-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1-13,18-21,23-28,31,32,46,50-53	Активная	1,3	1,9
	Реактивная	2,1	3,6
22	Активная	1,0	1,5
	Реактивная	1,5	2,3
14,15,17	Активная	1,2	1,8
	Реактивная	1,9	3,5
16	Активная	1,2	3,0
	Реактивная	1,9	5,1

Продолжение таблицы 3

29,30,34	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
33,35-45,47,49	Активная Реактивная	1,1 1,8	1,8 3,5
48	Активная Реактивная	1,1 2,2	2,3 5,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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 для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	53
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее A1805RALQ-P4GB-DW-4 (рег. № 31857-06)	120000

Продолжение таблицы 4

1	2
Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G, Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R (рег. № 75755-19) ПСЧ-4ТМ.05, (рег. № 27779-04), ПСЧ-4ТМ.05.04, ПСЧ-4ТМ.05.05 (рег. № 27779-04) ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05М.04 (рег. № 36355-07) ПСЧ-4ТМ.05МД.01 (рег. № 51593-12) ПСЧ-4ТМ.05МД.05 (рег. № 51593-18) ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.20 (рег. № 64450-16) ПСЧ-4ТМ.05МК.00 (рег. № 50460-18) СЭТ-4ТМ.03МК, СЭТ-4ТМ.03МК.01 (рег. № 74671-19) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 90000 140000 165000 165000 165000 165000 220000 45000 35000 120000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: A1805RALQ-P4GB-DW-4 (рег. № 31857-06) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G, Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R (рег. № 75755-19) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-4ТМ.05.04, ПСЧ-4ТМ.05.05 (рег. № 27779-04) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05М.04 (рег. № 27779-04) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05МД.01 (рег. № 51593-12) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05МД.05 (рег. № 51593-18) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01, ПСЧ-4ТМ.05МК.20 (рег. № 64450-16) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05МК.00 (рег. № 50460-18) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. СЭТ-4ТМ.03МК, СЭТ-4ТМ.03МК.01 (рег. № 74671-19) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, потребленной за месяц, сут, Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	1200 123 56 113 113 114 114 113 113 114 114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверах.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛК	10
	ТЛО-10	27
	ТЛШ-10	6
	ТОЛ-10-I	9
	ТОЛ-10 III	3
	ТОЛ-НТЗ	6
	ТПК-10	6
	ТПЛ-10	4
	ТПЛ-10с	19
	ТПЛМ-10	2
	ТПФ	2
	Т-0,66	24
	ТОП М-0,66 УЗ	3
	ТШП-0,66	6
	ТШП-0,66 УЗ	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	3
	ЗНОЛПМ	3
	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
	НАМИ-10	1
	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
	НАМИТ-10	6
	НАМИТ-10-2	1
	НОЛ-СЭЩ-6-1	3
	НОЛ-10 III	3
	НТМИ-10-66 УЗ	1
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	19
	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	1
	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	5
	ПСЧ-4ТМ.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05.04	6
	ПСЧ-4ТМ.05.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05М	5
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	3
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	3
	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
	СЭТ-4ТМ.03МК	1
	СЭТ-4ТМ.03МК.01	3
Интеллектуальный контроллер	SM160-02M	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ИВК	СБД ООО «РКС-энерго»	1
	СБД АО «ЛОЭСК»	1
	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/212/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Центральные электрические сети». МВИ 26.51/212/23, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 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

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»

(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Ленинградская обл., Кировский р-н, г. Шлиссельбург,
ул. Жука, д 3, помещ. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

(ООО «Энерготестконтроль»)

Юридический адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89433-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) котельные г. Котово, г. Жирновск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) котельные г. Котово, г. Жирновск (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

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), 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 ИВК, устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS типа УСВ-Г, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую 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 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета 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 счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы двух модулей интерфейсов групповых (МИГ), далее по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GPRS-модема, и по основному каналу GPRS связи данные поступают в ИБК. При отказе основного канала связи цифровой сигнал с выходов МИГ по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GSM-модема, и по резервному каналу GSM связи данные поступают в ИБК.

На верхнем уровне системы (ИБК) осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ее формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» с электронной цифровой подписью (ЭЦП) субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиалы АО «СО ЕЭС» (Саратовское РДУ, Волгоградское РДУ) и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется с уровня ИБК при помощи АРМ по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и 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). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). Для синхронизации шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ в состав ИБК входит устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS типа УСВ-Г.

УСВ-Г обеспечивает формирование собственной шкалы времени, синхронизированной с национальной шкалой времени UTS(SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. Сравнение шкалы времени УСВ-Г с национальной шкалой времени UTS(SU) производится каждую секунду. УСВ-Г каждый час формирует сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от УСВ-Г, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство коррекции времени. Корректор времени представляет собой часы, ведущие часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИБК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с часов устройства сервисного показания и сравнивает их с показаниями часов сервера ИБК. При расхождении часов сервера и часов устройства сервисного на величину более ± 60 мс, сервер ИБК корректирует свои часы по часам устройства сервисного.

ИБК при помощи каналаобразующей аппаратуры и каналов связи осуществляет коррекцию времени в часах счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами ИБК производится каждые 6 ч, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами ИБК более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода на корпусе сервера ИБК. Общий вид сервера ИБК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) КТС «Энергия+». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО КТС «Энергия+» соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО КТС «Энергия+»

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Другие идентификационные данные
Ядро: Энергия+	не ниже 6.6	kernel6.exe
Запись в БД: Энергия+		Writer.exe
Сервер устройств: Энергия+		IcServ.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ТП-251 10 кВ, Ввод 0,4 кВ, Т-2, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, яч. 6, КЛ2-0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Сервер ИВК, УСВ-Г, рег. № 61380-15
2	ТП-251 10 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, яч. 2, КЛ1-0,4 кВ	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ТП-251 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4кВ, яч.1, ВРУ-0,4кВ ПАО Мегафон	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
4	ТП-251 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4кВ, яч.5, ВРУ-0,4кВ Улискова Р.И.	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
5	ВРУ-0,4 кВ Районной котельной, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	ВРУ-0,4 кВ Районной котельной, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	ВРУ-0,4 кВ Котельной №3, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	ВРУ-0,4 кВ Котельной №3, РУ-0,4, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 1	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
10	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 2	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

Примечания:			
1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.			
2. Допускается замена ТТ, 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 3 метрологических характеристик.			
3. Допускается замена УСВ-Г на аналогичное, утвержденного типа.			
4. 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 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	1,9	5,1
3, 4	Активная	1,1	4,1
	Реактивная	2,2	9,1
5-8	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	1,9	4,6
9, 10	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,2	6,4
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 $\cos \varphi = 0,87$, 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 счетчиков от -25 до +40 °С для ИК №№ 1-4, от 0 до +40 °С для ИК №№ 5-10.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	10
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 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110

Продолжение таблицы 4

1	2
- ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С - ИК №№ 1-4 - ИК №№ 5-10 температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,87_{смк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -25 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R (рег.№ 75755-19) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег.№ 36697-17) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-Г (рег.№ 61380-15): - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 72 220000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R (рег.№ 75755-19) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег.№ 36697-17) - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 114 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

— журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиках электрической энергии;
 - сервере ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	6
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R	4
Трансформатор тока	Т-0,66	15
	Т-0,66 УЗ	3
Устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	153-16-ФО восьмая очередь	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) котельные г. Котово, г. Жирновск, МВИ 26.51/213/23 аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 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

Общество с ограниченной ответственностью «Электросбытовая компания»

(ООО «Электросбыт»)

ИНН 6452913663

Юридический адрес: 410001, г. Саратов, ул. Артельная, д. 1, каб. 35

Телефон: +7 (8452) 79-95-55

E-mail: info@elsbit.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая Электросетевая Компания»

(АО «НЭСК»)

ИНН 6450050877

Юридический адрес: 410018, г. Саратов, ул. Сетевая, д. 12

Телефон: +7 (8452) 79-08-08

E-mail: nesk@nesksar.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

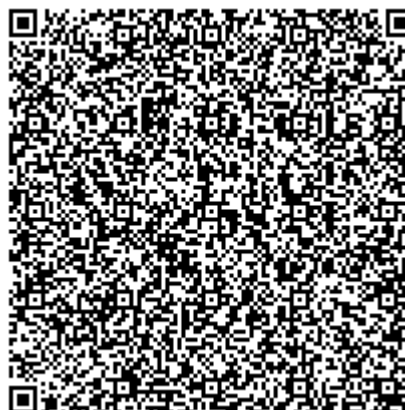
(ООО «Энерготестконтроль»)

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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-1000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на цилиндрическую стенку резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки и пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами 1, 2, 3, 4, 5 расположенные по адресу: Хабаровский край, район им. Полины Осипенко, квартал № 838 Херпучинского лесничества Кербинского лесхоза (вновь созданное Кербинское лесничество), Склад ГСМ №1 промышленной площадки Албазинского ГОКа.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров вертикальных стальных цилиндрических РВС-1000 с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	PBC-1000
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	PBC-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта

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 расхода жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Полиметалл ДВ»

(ООО «Полиметалл ДВ»)

ИНН 2721205784

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 26А, оф. 207

Телефон: +7 (4212) 91-03-43

E-mail: GalkinAnA@plme.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Полиметалл ДВ»

(ООО «Полиметалл ДВ»)

ИНН 2721205784

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 26А, оф. 207

Телефон: +7 (4212) 91-03-43

E-mail: GalkinAnA@plme.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

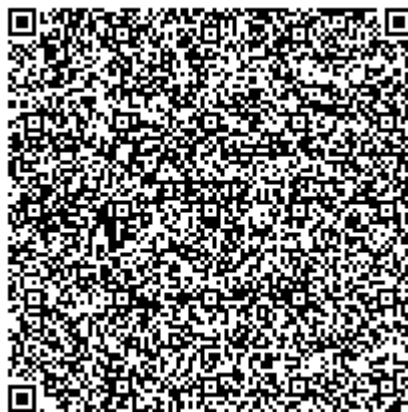
Юридический адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89435-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1119.04) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «ТЕЛЕСКОП+» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Райчихинская ГРЭС, ОРУ 110 кВ, Яч.4, ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Бурей/т	ТВ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$
2	Райчихинская ГРЭС, ОРУ 110 кВ, яч.8, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$
3	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-220кВ, яч.8, ВЛ 220кВ Райчихинская ГРЭС-Завитая №1	ТФЗМ 220Б-IV Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 31548-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$
4	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-220кВ, яч.3, ВЛ 220кВ Райчихинская ГРЭС-Архара №2	ТФЗМ 220Б-III Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 26006-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-220кВ, яч.9, ВЛ 220кВ Райчихинская ГРЭС-Завитая №2	ТФЗМ 220Б-IV Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 31548-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
6	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-220кВ, яч.1, ВЛ 220кВ Райчихинская ГРЭС-Архара №1	ТФЗМ 220Б-III Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 26006-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
7	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.6, ШОВ-220кВ	ТФЗМ 220Б-III Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 26006-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
8	Райчихинская ГРЭС, ТГ №6 6,3 кВ	ТШВ15 Кл. т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,3 ±6,0
9	Райчихинская ГРЭС, ТГ №7 6,3 кВ	ТШВ15 Кл. т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,3 ±6,0
10	Райчихинская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, яч.27, фидер №6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
11	Райчихинская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, III СШ-6 кВ, яч.29, фидер №7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС-Михайловка	ТВ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
13	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС- Бурейск I	ТВ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
14	Райчихинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС- Бурейск II	ТВ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
15	Райчихинская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.2, ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС - Малиновка	ТОЛ 35 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 21256-03	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
16	Райчихинская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч. 8, ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС - А	GIF-30 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 29713-06	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
17	Райчихинская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.13, ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС - Широкий	GIF-30 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 29713-06	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -5 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 100000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-III	9
Трансформатор тока	ТВ-110	12
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформатор тока	ТОЛ 35	9
Трансформатор тока	GIF-30	9
Трансформатор тока	ТШВ15	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	20
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1119.04 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»

(АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Юридический адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

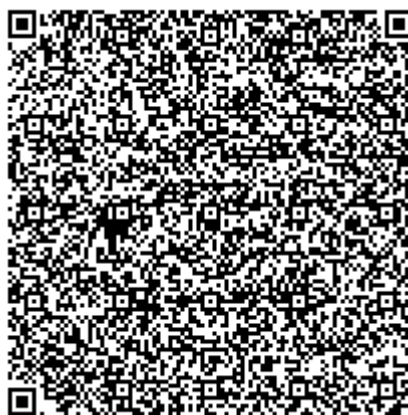
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89436-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Насосные станции СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Насосные станции СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1119.05) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «ТЕЛЕСКОП+» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП №248 6 кВ, РУ-0,4 кВ НСС-1, ввод 0,4 кВ ТМ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
2	ТП №276 6 кВ, РУ-0,4 кВ НСС-7, ввод 0,4 кВ ТМ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
3	РУ-0,4 кВ НСС-8, КЛ-0,4 кВ от ТП №295 6 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
4	РУ-0,4 кВ НСС-4, КЛ-0,4 кВ ввод 1, КЛ-0,4 кВ ввод 2 от ТП №265 6 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	РУ-0,4 кВ НСС-3, яч.1, КЛ-0,4 кВ ввод 1 от ТП №231 6 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
6	РУ-0,4 кВ НСС-3, яч.2, КЛ-0,4 кВ ввод 2 от ТП №231 6 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
7	РУ-0,4 кВ НСС-5, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
8	РУ-0,4 кВ НСС-6, яч.1, КЛ-0,4 кВ ввод 2, КЛ-0,4 кВ ввод 1 от ТП №264 6 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
9	РУ-0,4 кВ НСС-6, яч.2, КЛ-0,4 кВ ввод 3 от ТП №260 6 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-9 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 100000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	21
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	9
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1119.05 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Насосные станции СП «Райчихинская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»

(АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Юридический адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

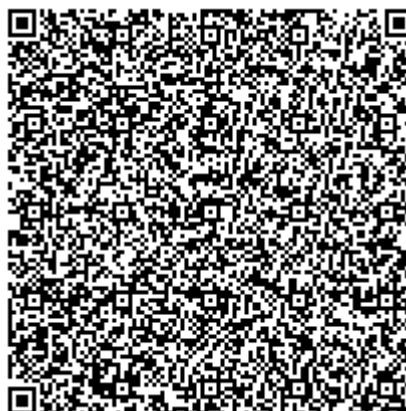
Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» июня 2023 г. № 1322

Регистрационный № 89437-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «ПИРАМИДА 2.0 Пром», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) 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 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется хранение, накопление и обработка поступающей информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Интернет.

Сервер ИВК раз в сутки формирует отчеты в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), осуществляет подписание данных отчетов электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и сервер ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации о времени УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК в автоматическом режиме (не реже 1 раза в сутки), сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и не зависимо от величины расхождения производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ПИРАМИДА 2.0 Пром». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
BinaryPackControls.dll	10.6	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	
ComIECFunctions.dll		BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	
ComModbusFunctions.dll		AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	
ComStdFunctions.dll		EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	
DateTimeProcessing.dll		D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645	

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ТП 6 кВ ООО "УПРЗ", РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
2	ТП 6 кВ ООО "УПРЗ", РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, авт. №6	Т-0,66 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
3	ТП 2350 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТШП-100 1500/5 КТ 0,5S Рег.№ 58385-20	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 80590-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	РУ-6 кВ ТП-2022Э 6/0,4 кВ, 1 СШ -6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
5	РУ-6 кВ ТП-2022Э 6/0,4 кВ, 2 СШ -6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
6	ВРУ-0,4 кВ ООО "ТоргСтрой", ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
7	ВРУ-0,4 кВ Насосной станции, Авт. №1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
8	ВРУ-0,4 кВ Насосной станции, Авт. №2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
9	ТП-1308Г 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 800/5 КТ 0,5 Рег.№ 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
10	ТП-1309Г 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 2000/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
11	ТП-1311Г 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-100 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
12	ТП-1448 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-60 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
13	ТП-1590 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ- 100 1000/5 КТ 0,5 Зав.№ А41611 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
14	ТП-1591 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-60 800/5 КТ 0,5S Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ТП-1587 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-60 800/5 КТ 0,5S Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
16	ТП-1584 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ- 60 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
17	ТП-1588 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-60 800/5 КТ 0,5S Рег.№ 56994-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
18	КТП-1000 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1,авт.№1	Т-0,66 М УЗ 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
19	КТП-1000 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1,авт.№2	ТТН -100 1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 58465-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
20	ЩУ-0,4 кВ Мельница, Ввод-0,4 кВ	ТТЕ-30 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
21	РУ-0,4 кВ Хранилище, Ввод-0,4 кВ	ТТЕ-60 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
22	РУ-0,4 кВ МТФ- 1, Ввод-0,4 кВ	ТТЕ-60 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
23	ТП-1 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 1000/5 КТ 0,5S Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
24	ТП-4А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод- 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 1000/5 КТ 0,5, Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
25	ТП-4А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод- 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ТП-5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТТН-40 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 58465-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
27	ТП-6 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 800/5 КТ 0,5S Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
28	ТП-7 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1000/5 КТ 0,5S Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
29	ТП-8 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	Т-0,66 1000/5 КТ 0,5S Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
30	ТП-9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 800/5 КТ 0,5 Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
31	ТП-11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТТН-40 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 58465-14	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
32	ТП-11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТТИ- А 250/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
33	ТП-1543 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ -85 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
34	ТП-1543 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
35	КТП-5702э 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
36	КТП-5703э 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 51624-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5 S/1,0 Рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ТП-2227 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 2334518	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИБК
38	ТП №1693П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-60 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
39	ТП №1773П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-60 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
40	ТП №1775П 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-85 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
41	ТП №1005э 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЕ-30 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
42	ВРУ-0,4 кВ ООО Ульяновсктрансстрой, ввод-0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1,0/2,0 Рег.№ 47560-11	
43	КП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 27524-04	
44	КТП-64 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.4	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN КТ 1,0/2,0 Рег.№ 23345-07	
45	КТП-64 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.7	ТТИ-30 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
46	КТП-141(1), фидер 3, ШУ-0,4 кВ	ТТИ-40 500/5 КТ 0,5 Рег.№28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	
47	ТП-1889 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
48	ТП-1889 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	УСВ-3, рег. № 84823-22 /Сервер ИВК
49	ТП-1889 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 3 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-3	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
50	ТП-1889 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 4 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-4	ТТИ-100 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 28139-12	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
51	ТП-1889 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. 1, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 67928-17	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
52	БКРП 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.1	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	3хЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег.№ 51676-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 23345-07	
53	БКРП 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.6	ТЛО-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 25433-11	3хЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег.№ 51676-12	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 23345-07	
54	ЦРП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М 50/5 КТ 0,5 Рег.№ 22192 -07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	
55	ВРУ 0,4 кВ Здания спортзала и плавательного бассейна, ввод-0,4 кВ	ТТЕ-30 200/5 КТ 0,5 Рег.№ 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 47560-11	
56	РП-50 0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ ПАО Мегафон	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS КТ 1,0/2,0 Рег.№ 47560-11	
57	ТП-2243Э 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 М УЗ/П 1500/5 КТ 0,5S Рег.№ 50733-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
58	ТП-2243Э 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ф.2	Т-0,66 М УЗ/П 1500/5 КТ 0,5S Рег.№ 50733-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ВЛЗ 10 кВ ПС 35 кВ Уткино - КТП №1, КТП №2, КТП №3, оп.А8, ПКУ 10 кВ; 10кВ	ТОЛ-К-10У2 30/5 КТ 0,5S Рег.№ 57873-14	3хЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег.№ 51676-12	Меркурий 234 ARTM.00.PB.G КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 48266-11	УСВ-3, рег. № 84823- 22 /Сервер ИВК
60	КТП №1764 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1; 0,4кВ	Т-0,66 УЗ 400/5 КТ 0,5 Рег.№ 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 64450-16	

Примечания:

1. 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.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1, 2, 4-13,16,18-22,24-26,30-41,45,47-51,55,60	Активная Реактивная	1,2 1,7	2,8 4,3
3, 14,15,17,23,27-29,57,58	Активная Реактивная	1,2 1,7	1,6 2,4
42,44,56	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,4
43	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,6 2,6
46	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
52,53,59	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,5
54	Активная Реактивная	0,8 1,1	0,9 1,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

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 для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	60
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12) СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17) СЭТ-4ТМ.02М.02 (рег.№ 36697-08) СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 64450-16) Меркурий 236 (рег.№ 47560-11) Меркурий 230 (рег.№ 80590-20) Меркурий 230 (рег.№ 23345-07) Меркурий 230 (рег.№ 23345-18) Меркурий 234 (рег.№ 48266-11) УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 220000 140000 90000 165000 220000 210000 150000 150000 220000 45000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17)	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12)	114
СЭТ-4ТМ.02М (рег.№ 36697-08)	113
СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04)	113
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 64450-16)	113
Меркурий 236 (рег.№ 47560-11)	170
Меркурий 230 (рег.№ 80590-20)	85
Меркурий 230 (рег.№ 23345-07)	85
Меркурий 230 (рег.№ 23345-18)	85
Меркурий 234 (рег.№ 48266-11)	170
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	36
	ТТИ-100	24
	ТШП-10	3
	Т-0,66 УЗ	18
	Т-0,66 М УЗ	12
	ТТЕ-60	12
	ТТК-60	9
	ТТИ-60	6
	ТТН-100	3
	ТТЕ-30	4
	ТТН-40	6
	ТТИ-А	3
	ТТЕ-85	6
	ТШЛ-СЭЩ	3
	ТТИ-30	3
	ТТИ-40	3
	ТПЛМ-10	2
	ТЛО-10	4
	ТПЛ-10-М	2
	Т-0,66 М УЗ/П	6
	ТОЛ-К-10У2	3
	3хЗНОЛП-НТЗ-10	9
	НАМИ-10	1
	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 236 ART-03 PQRS	46
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	2
	Меркурий 236 ART-02 PQRS	1
	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
	СЭТ-4ТМ.03.01	1
	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	1
	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
	СЭТ-4ТМ.02М.02	1
	Меркурий 234 ARTM.00.PB.G	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/09/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ» №1. МВИ 26.51.43/09/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

Общество с ограниченной ответственностью «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 5911029807

Юридический адрес: 432011, Ульяновская обл., г. Ульяновск, пер. Мира 1-й, д. 2, эт./помещ. 6/1

Телефон: 8- 8422-24-04-54

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «АЛЪЯНСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7327050066

Адрес: 432011, Ульяновская обл., г. Ульяновск, пер. Мира 1-й, д. 2, эт./помещ. 6/1

Телефон 8- 8422-24-04-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: info@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311281.

