

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 11 » _____ мая 2023 г. № 979

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	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.	Комплексы программно-технические микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения	MKLogic	C	88981-23	0077	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), г. Уфа	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), г. Уфа	ОС	26.30-53-00137093-2022 МП	1 год	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), г. Уфа	ФБУ "ЦСМ им. А.М. Муратшина в Республике Башкортостан", г. Уфа	26.12.2022
2.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	PBC-2000	E	88982-23	177, 178, 179, 180	Публичное акционерное общество "Саратовский нефтеперерабатывающий завод" (ПАО "Саратовский НПЗ"), г. Саратов	Публичное акционерное общество "Саратовский нефтеперерабатывающий завод" (ПАО "Саратовский НПЗ"), г. Саратов	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Публичное акционерное общество "Саратовский нефтеперерабатывающий завод" (ПАО "Саратовский НПЗ"), г. Саратов	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	30.09.2022
3.	Анализаторы углерода и серы	G4 ICARUS	C	88983-23	213607	Фирма "Bruker AXS GmbH", Германия	Фирма "Bruker AXS GmbH", Германия	ОС	МП 79-251-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ	11.01.2023

											стью "Мелитэк" (ООО "Мелитэк"), г. Москва	им.Д.И.Менделеева", г. Екатеринбург	
4.	Система измерений количества и показателей качества детанизованного газового конденсата Северо-Русского месторождения ООО "НОВАТЭК-ТАРКОСА-ЛЕНЕФТЕ-ГАЗ"	Обозначение отсутствует	Е	88984-23	2882-19	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "НОВАТЭК-ТАРКОСА-ЛЕНЕФТЕ-ГАЗ" (ООО "НОВАТЭК-ТАРКОСА-ЛЕНЕФТЕ-ГАЗ"), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале	ОС	МП 2101/1-311229-2023	1 год	Закрытое акционерное общество "Научно-инженерный центр "ИНКОМСИ-СТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИ-СТЕМ"), г. Казань	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	25.01.2023
5.	Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-25	Е	88985-23	04-22-0002	Общество с ограниченной ответственностью "СТРОЙПРО МГАЗ" (ООО "СПГ"), г. Пенза	Общество с ограниченной ответственностью "СТРОЙПРО МГАЗ" (ООО "СПГ"), г. Пенза	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКОНОМ-СТРОЙ" (ООО "ЭКОНОМ-СТРОЙ"), г. Москва, г. Троицк	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	31.01.2023
6.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-2000	Е	88986-23	1, 4, 5	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Терминал" (ООО "Газпромнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.03.2023

7.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВСП-200	Е	88987-23	2, 3	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.03.2023
8.	Анализаторы хвостовых и отходящих газов	ОМА-3510	С	88988-23	325P2260006	Фирма "Focused Photonics (Hangzhou) Inc.", КНР	Фирма "Focused Photonics (Hangzhou) Inc.", КНР	ОС	МП 205-02-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Группа Ай-Эм-Си" (ООО "Группа Ай-Эм-Си"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	16.03.2023
9.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВСП-2000	Е	88989-23	6, 7	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.03.2023
10.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВСП-3000	Е	88990-23	8, 9, 10, 11	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газ-промнефть-Терминал" (ООО "Газ-промнефть-Терминал"), г. Новосибирск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "МобилБетон" (ООО "МобилБетон"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	24.03.2023

11.	Ареометры для нефти стеклянные	Обозначение отсутствует	С	88991-23	мод. АНТ-1, зав. №№ 906, 1179, 153, 652, 150, 322, 755, 987, 30, 39, 782, 862, 41, 55; мод. АНТ-2, зав. №№ 103, 505, 289, 415, 274, 183, 1131, 1141; мод. АН, зав. №№ 252, 563, 480, 564, 25, 92, 597, 611, 828, 935, 155, 431, 1490, 1612, 140, 368, 736, 1157, 49, 421, 198, 220, 385, 468, 155, 189, 216, 562	Публичное акционерное общество "Химлабор-прибор" (ПАО "Химлабор-прибор), Московская обл., г. Клин	Публичное акционерное общество "Химлабор-прибор" (ПАО "Химлабор-прибор), Московская обл., г. Клин	ОС	РТ-МП-1128-01-2022	4 года	Публичное акционерное общество "Химлабор-прибор" (ПАО "Химлабор-прибор), Московская обл., г. Клин	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	16.01.2023
12.	Трансформаторы тока измерительные	ВН	С	88992-23	мод. ВН-0.66 120I: зав. № 211600002; мод. ВН-0.66 30IB: зав. № 211600001; мод. ВН-0.66 Solid type: зав. № 211600003; мод. ВН-1.0 120I: зав. № 301620029	Zhejiang CHINT Electronics Co., Ltd, Китай	Zhejiang CHINT Electronics Co., Ltd, Китай	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Чинт Электрик" (ООО "Чинт Электрик"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	24.06.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ВИЗ-Сталь"	Обозначение отсутствует	Е	88993-23	1133	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ВИЗ-Сталь" (ООО "ВИЗ-Сталь"), г. Екатеринбург	ОС	МП СМО-2903-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	31.03.2023
14.	Счетчики электриче-	ТКС-1	С	88994-23	мод. ТКС-1-D1-AIR1-220-10-60A-	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	РТ-МП-165-551-	16 лет	Общество с ограниченной	ФБУ "Ростест-Москва",	31.03.2023

	ской энергии однофазные многофунк- циональные				ST-G/5-P2- HKLMOQ2V3-D: зав. № 622S145919226; мод ТКС-1-SP3- A1R1-230-5-80A- ST-RF433/1-P2- HKMOQ1V3-D-F: зав. № 622S154419212	ответственно- стью "Теле- коммуникаци- онные ком- плексные си- стемы" (ООО "ТКС"), г. Москва	ответственно- стью "МИР- ТЕК" (ООО "МИРТЕК"), г. Ставрополь		2023		ответственно- стью "Теле- коммуникаци- онные ком- плексные си- стемы" (ООО "ТКС"), г. Москва	г. Москва	
15.	Счетчики электриче- ской энергии трехфазные многофунк- циональные	ТКС-3	С	88995-23	мод. ТКС-3-W31- A1R1-220-10-100A- T-RS485-P2- HKLMOQ1V3-D-F: зав. № 622S280419218; мод ТКС-3-W32- A0.2R1-230-5-10A- T-RS485-RF433/1- P2-HLMOQ2V3Z- D: зав. № 622S275719221	Общество с ограниченной ответственно- стью "Теле- коммуникаци- онные ком- плексные си- стемы" (ООО "ТКС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "МИР- ТЕК" (ООО "МИРТЕК"), г. Ставрополь	ОС	РТ-МП- 166-551- 2023	с клас- сами точно- сти 0,2S и 0,5S - 10 лет; с клас- сами точно- сти 1 и 2 - 16 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Теле- коммуникаци- онные ком- плексные си- стемы" (ООО "ТКС"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	31.03.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88989-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-2000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 2000 м³.

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

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

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

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

Резервуары РВСП-2000 с заводскими номерами 6, 7 расположены на территории Площадки нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов ст. Туринская (Туринская нефтебаза) по адресу: Российская Федерация, Тюменская область, Тюменский район, 23 км. Федеральной автомобильной дороги Тюмень-Тобольск-Ханты-Мансийск.

Общий вид резервуаров РВСП-2000 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 2000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-2000/21/6-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-780 кг/м³
Рабочий уровень залива	10,9 м
Номер резервуара	6

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-2000 №6



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 2000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-2000/21/7-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-780 кг/м³
Рабочий уровень залива	10,9 м
Номер резервуара	7

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-2000 №7

Пломбирование резервуаров РВСП-2000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

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

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С 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 вертикальный цилиндрический	РВСП-2000	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 «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Юридический адрес: 630099, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МобилБетон» (ООО «МобилБетон»)
ИНН 0273072903
Адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д.26/2, оф. тех. эт. б/н
Телефон: +7 (347) 246-88-97
E-mail: mobilbeton@rbbeton.ru

Испытательный центр

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

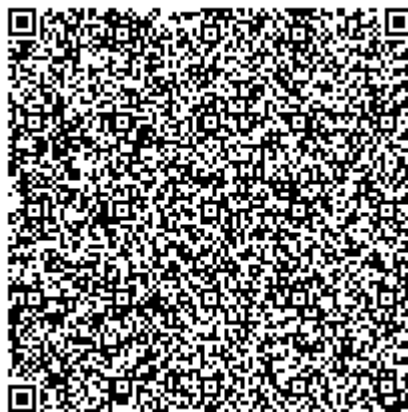
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88990-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-3000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 3000 м³.

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

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

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

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

Резервуары РВСП-3000 с заводскими номерами 8, 9, 10, 11 расположены на территории Площадки нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов ст. Туринская (Туринская нефтебаза) по адресу: Российская Федерация, Тюменская область, Тюменский район, 23 км. Федеральной автомобильной дороги Тюмень-Тобольск-Ханты-Мансийск.

Общий вид резервуаров РВСП-3000 представлен на рисунках 1, 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 3000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-3000/21/8-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-760 кг/м³
Рабочий уровень заполнения	100%
Номер резервуара	8

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-3000 №8



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 3000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-3000/21/9-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-760 кг/м³
Рабочий уровень заполнения	100%
Номер резервуара	9

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-3000 №9



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 3000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-3000/21/10-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	
Рабочий уровень залива	
Номер резервуара	

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВСП-3000 №10



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 3000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-3000/21/11-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	780 кг/м³
Рабочий уровень залива	10,5 м
Номер резервуара	

Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВСП-3000 №11

Пломбирование резервуаров РВСП-3000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

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

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С 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 вертикальный цилиндрический	РВСП-3000	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 «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)

ИНН 5406807595

Юридический адрес: 630099, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13

Телефон: +7 (812) 679-56-00

Web-сайт: www.gazprom-neft.ru

E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

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

ИНН 0273072903

Адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д.26/2, оф. тех. эт. б/н

Телефон: +7 (347) 246-88-97

E-mail: mobilbeton@rbbeton.ru

Испытательный центр

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

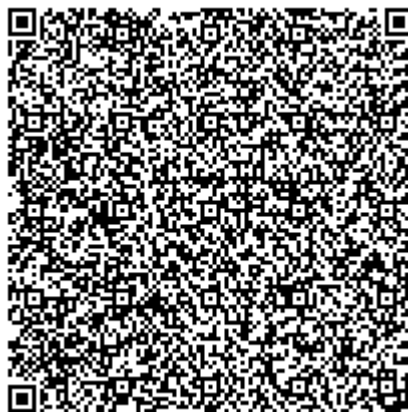
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ареометры для нефти стеклянные

Назначение средства измерений

Ареометры для нефти стеклянные (далее – ареометры) предназначены для измерений плотности нефти и нефтепродуктов при температуре 15 °С.

Описание средства измерений

Ареометры представляют собой стеклянные сосуды цилиндрической формы, запаянные с обоих концов.

К верхней части корпуса припаян полый стеклянный стержень круглого сечения, запаянный сверху, внутри которого приклеена бумажная полоска с нанесенной ареометрической шкалой, градуированной в кг/м³.

Нижняя часть корпуса ареометра заполнена балластом, сообщающим ареометру вертикальное положение при погружении его в жидкость. Балластом ареометров служит чистая и сухая металлическая дробь. Балласт сверху залит связующим веществом (смолкой) с температурой плавления не ниже плюс 80 °С.

Принцип действия ареометров основан на законе Архимеда. По мере погружения ареометра увеличивается объем и вес вытесненной им жидкости, т.е. возрастает выталкивающая сила, и в тот момент, когда эта сила становится равной весу всего ареометра, наступает состояние равновесия.

К данному типу ареометров для нефти стеклянных относятся три модификации АН, АНТ-1, АНТ-2, которые отличаются по метрологическим и техническим характеристикам. В ареометры модификаций АНТ-1 и АНТ-2 встроена термометрическая шкала.

Ареометры градуированы для температуры плюс 15 °С.

На стержне ареометров модификаций АНТ-1 и АН на уровне верхнего дополнительного деления нанесена контрольная отметка.

Отсчет показаний ареометров выполняют по нижнему краю мениска.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится типографским способом на шкалу ареометра и имеет цифровое обозначение по системе нумерации изготовителя.

Общий вид ареометров и место нанесения серийного номера представлены на рисунках 1-3.





Рисунок 2 – Общий вид ареометров для нефти стеклянных АНТ-2

место нанесения
серийного номера



Рисунок 3 – Общий вид ареометров для нефти стеклянных АН

место нанесения
серийного номера

Пломбирование ареометров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики ареометров

Модификация ареометра	Диапазон измерений плотности, кг/м ³	Цена деления шкалы, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ареометра, кг/м ³
АНТ-1	от 650 до 710	0,5	±0,5
	от 710 до 770		
	от 770 до 830		
	от 830 до 890		
	от 890 до 950		
	от 950 до 1010		
АНТ-2	от 1010 до 1070	1,0	±1,0
	от 670 до 750		
	от 750 до 830		
	от 830 до 910		
АН	от 910 до 990	0,5	±0,5
	от 650 до 680		
	от 680 до 710		
	от 710 до 740		
	от 740 до 770		
	от 770 до 800		
	от 800 до 830		
	от 830 до 860		
	от 860 до 890		
	от 890 до 920		
	от 920 до 950		
	от 950 до 980		
	от 980 до 1010		
	от 1010 до 1040		
	от 1040 до 1070		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний температуры термометров, встроенных в ареометры, °С - модификация АНТ-1 - модификация АНТ-2	от -20 до +45 от -20 до +35
Цена деления шкалы термометров, встроенных в ареометры, °С	1,0
Общая длина, мм, не более - модификация АНТ-1 - модификация АНТ-2 - модификация АН	500 300 300
Диаметр корпуса, мм, не более - модификация АНТ-1 - модификация АНТ-2 - модификация АН	22 22 26
Диаметр стержня, мм, не менее - модификация АНТ-1 - модификация АНТ-2 - модификация АН	5 6 5
Длина шкалы, мм, не менее - модификация АНТ-1 - модификация АНТ-2 - модификация АН	96 65 60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +10 до +25

Знак утверждения типа

наносится на паспорт в левом верхнем углу типографским способом и на упаковочный футляр.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Ареометр для нефти стеклянный	модификации АНТ-1, или АНТ-2, или АН	1 шт.
Упаковочный футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Назначение» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 4321-018-07609129-2004 Ареометры для нефти стеклянные. Технические условия.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Химлаборприбор» (ПАО «Химлаборприбор»)

ИНН 5020000618

Юридический адрес: 141601, Московская обл., г. Клин, ул. Папивина, д. 3

Телефон: +7 (49624) 2-47-41

Факс: +7 (49624) 2-35-48

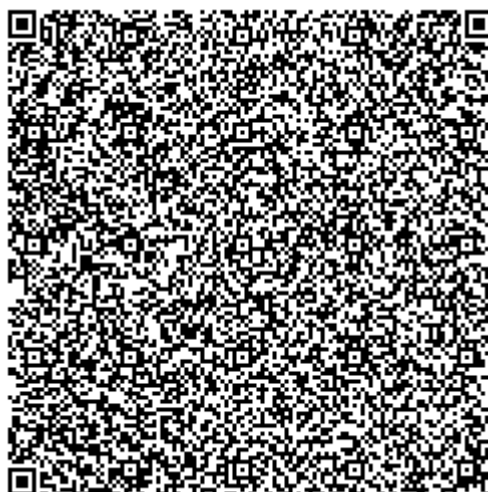
E-mail: mail@klinlab.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Химлаборприбор» (ПАО «Химлаборприбор»)
ИНН 5020000618
Адрес: 141601, Московская обл., г. Клин, ул. Папивиной, д. 3
Телефон: +7 (49624) 2-47-41
Факс: +7 (49624) 2-35-48
E-mail: mail@klinlab.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141600, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2
Телефон: +7 (496) 242-41-62
Факс: +7 (496) 247-70-70
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info.kln@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-2014.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88992-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока измерительные ВН

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока измерительные ВН (далее по тексту – трансформаторы) предназначены для преобразований переменного тока первичной обмотки в переменный ток вторичной обмотки, для измерений с помощью стандартных измерительных приборов, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки электродвижущую силу (далее по тексту – ЭДС). Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Конструкция трансформаторов представляет собой кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой, заключенный в пластмассовый изолирующий корпус. В качестве первичной обмотки в трансформаторах используют шину или кабель, устанавливаемые в окне магнитопровода трансформатора.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы модификаций, структурная схема условного обозначения которых указана на рисунке 1:

ВН	(SDH)	-	X	X	X
					Конструктивное исполнение: Solid type; I; II; III; I B
					максимальная ширина шины, мм
					для исполнения “Solid type” обозначение не ставится
					0.66 - трансформаторы с номинальным напряжением 0,66 кВ
					1.0 - трансформаторы с номинальным напряжением 1,0 кВ
					для низковольтных выдвижных распределительных устройств
					трансформатор тока в пластиковом корпусе закрытого типа

Рисунок 1 – Структурная схема условного обозначения трансформаторов.

Общий вид трансформаторов с указанием мест пломбирования от несанкционированного доступа представлен на рисунках 2-5.

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы не предусмотрено.

Знак поверки наносится в паспорт или на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносят на корпус трансформатора методом лазерной маркировки или наклеиванием.

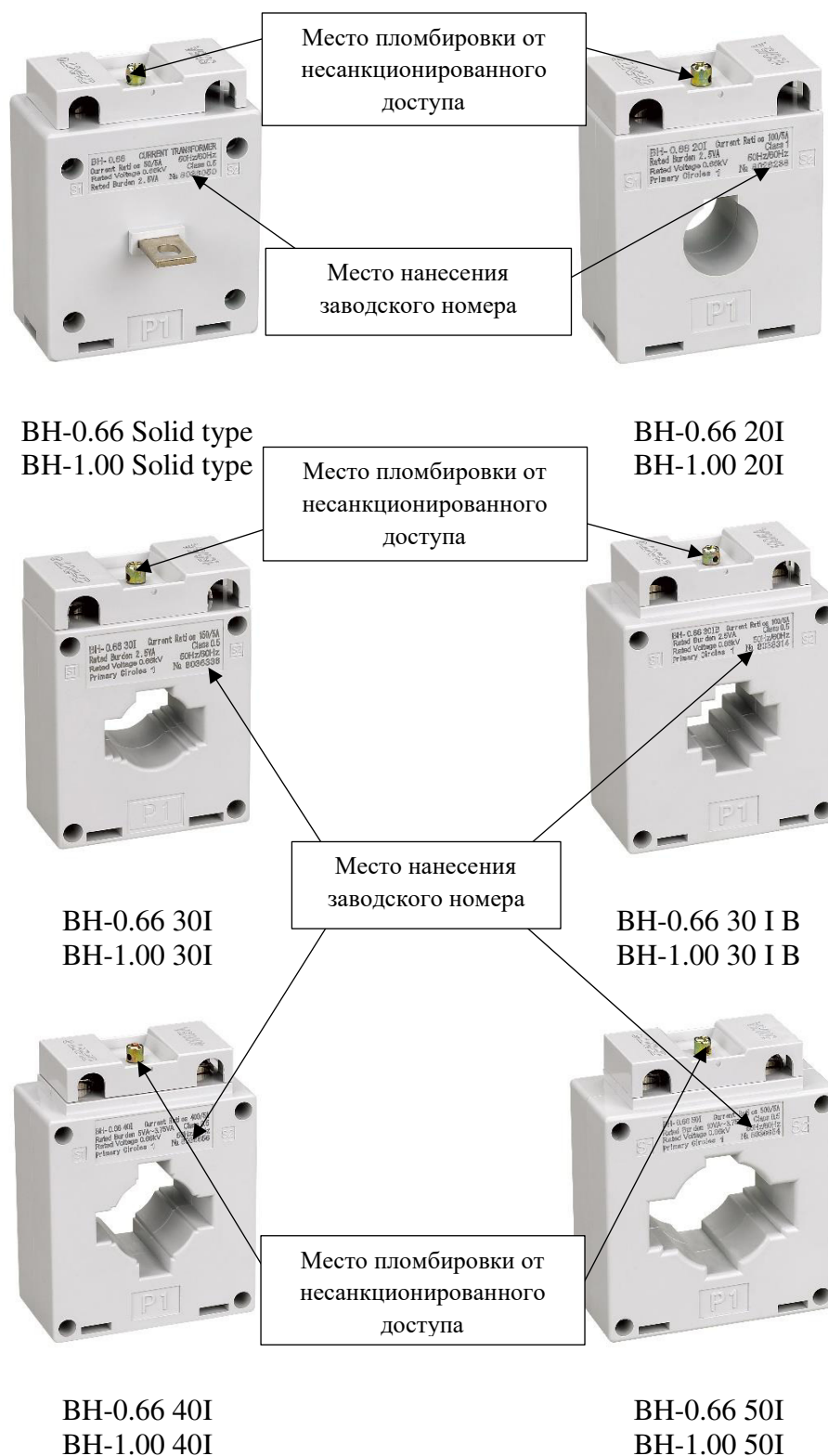


Рисунок 2 – Общий вид трансформаторов тока модификаций BH-0.66 Solid type, BH-1.00 Solid type, BH-0.66 20I, BH-1.00 20I, BH-0.66 30I, BH-1.00 30I, BH-0.66 30 B I, BH-1.00 30 B I, BH-0.66 40I, BH-1.00 40I, BH-0.66 50I, BH-1.00 50I.

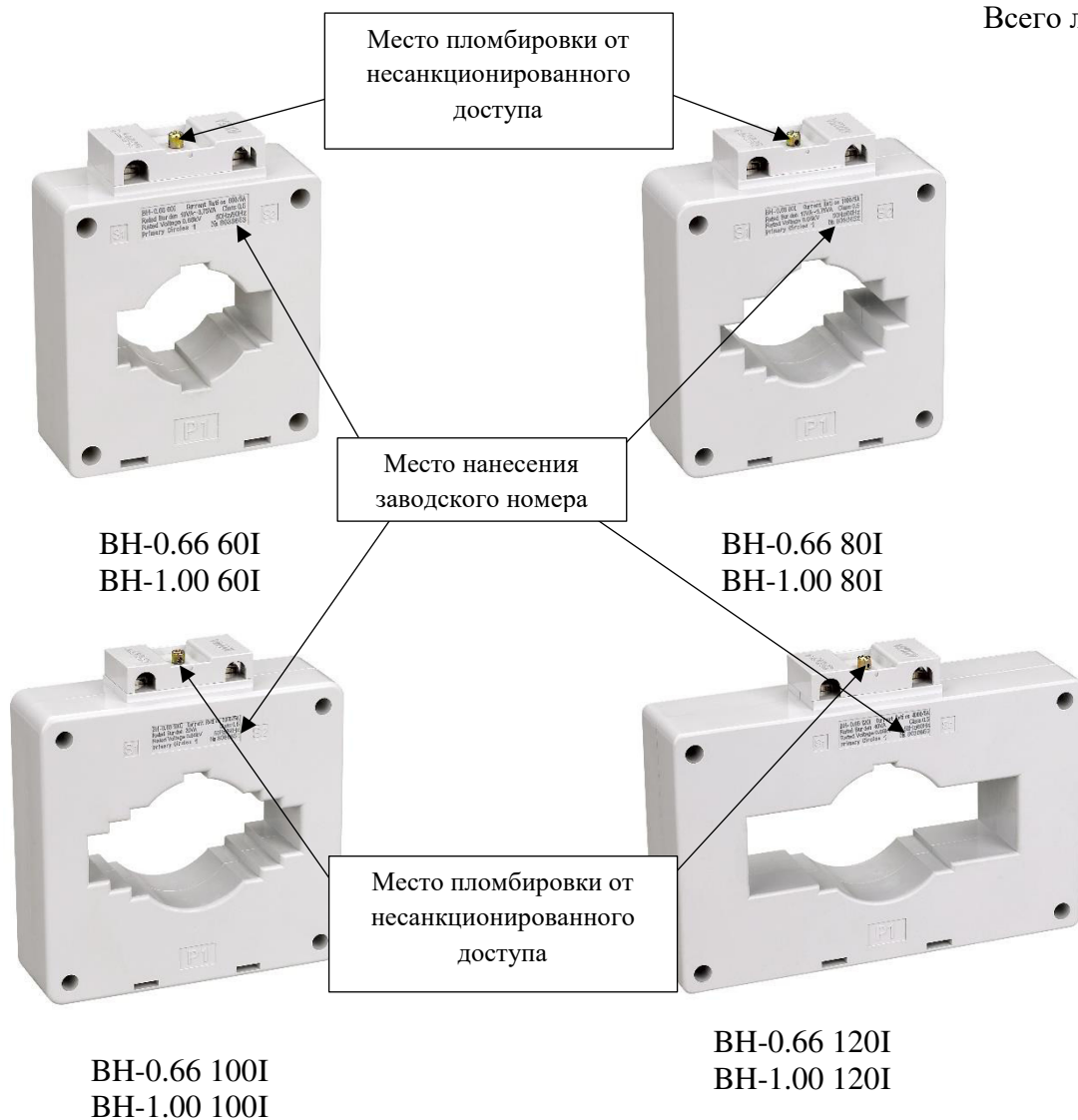


Рисунок 3 – Общий вид трансформаторов тока модификаций ВН-0.66 60I; ВН-1.00 60I, ВН-0.66 80I; ВН-1.00 80I, ВН-0.66 100I; ВН-1.00 100I, ВН-0.66 120I; ВН-1.00 120I.

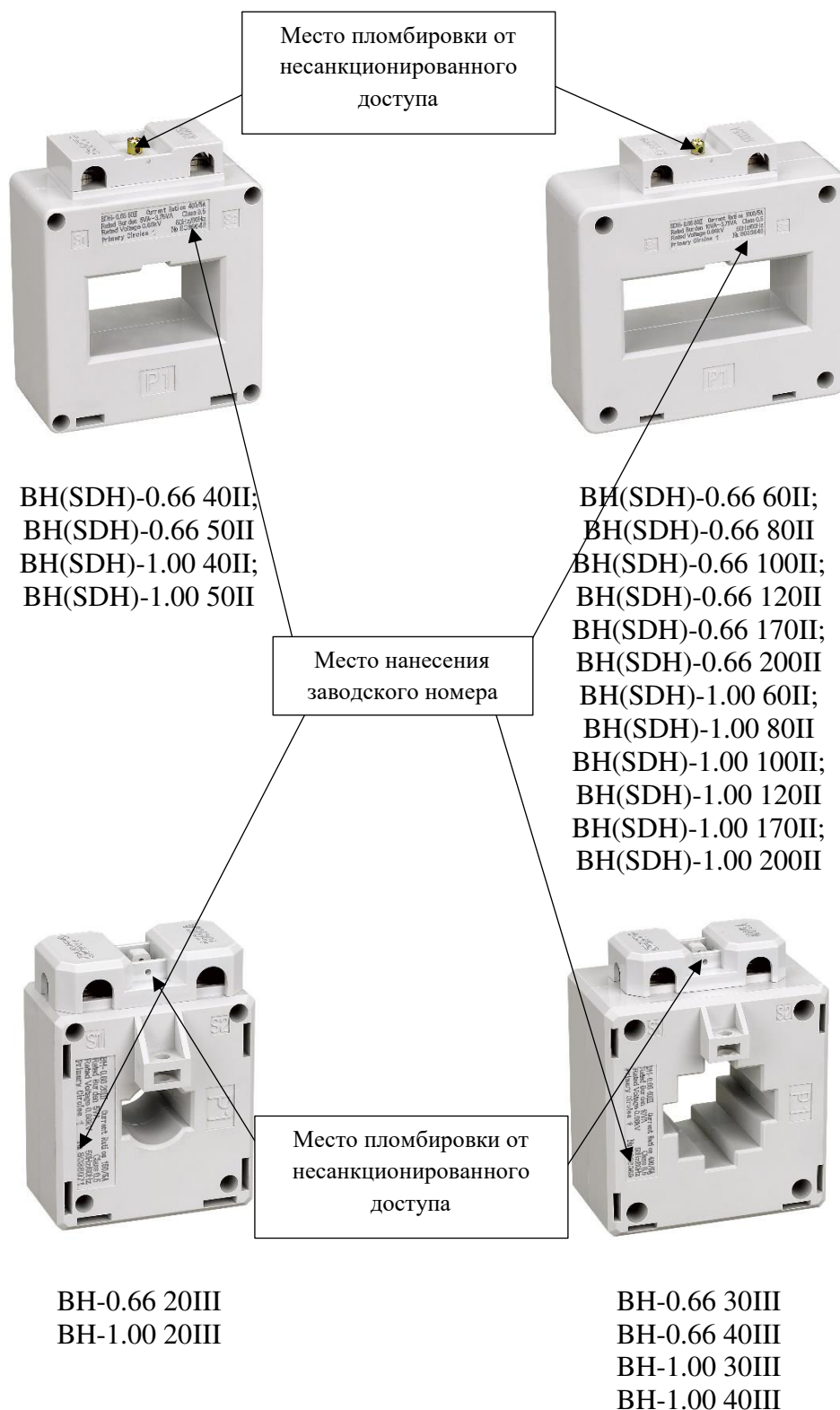


Рисунок 4 – Общий вид трансформаторов тока модификаций BH(SDH)-0.66 40II, BH(SDH)-0.66 50II, BH(SDH)-1.00 40II, BH(SDH)-1.00 50II BH(SDH)-0.66 60II, BH(SDH)-0.66 80II, BH(SDH)-0.66 100II, BH(SDH)-0.66 120II, BH(SDH)-0.66 170II, BH(SDH)-0.66 200II, BH(SDH)-1.00 60II, BH(SDH)-1.00 80II, BH(SDH)-1.00 100II, BH(SDH)-1.00 120II, BH(SDH)-1.00 170II, BH(SDH)-1.00 200II BH-0.66 20III, BH-1.00 20III, BH-0.66 30III, BH-0.66 40III, BH-1.00 30III, BH-1.00 40III.

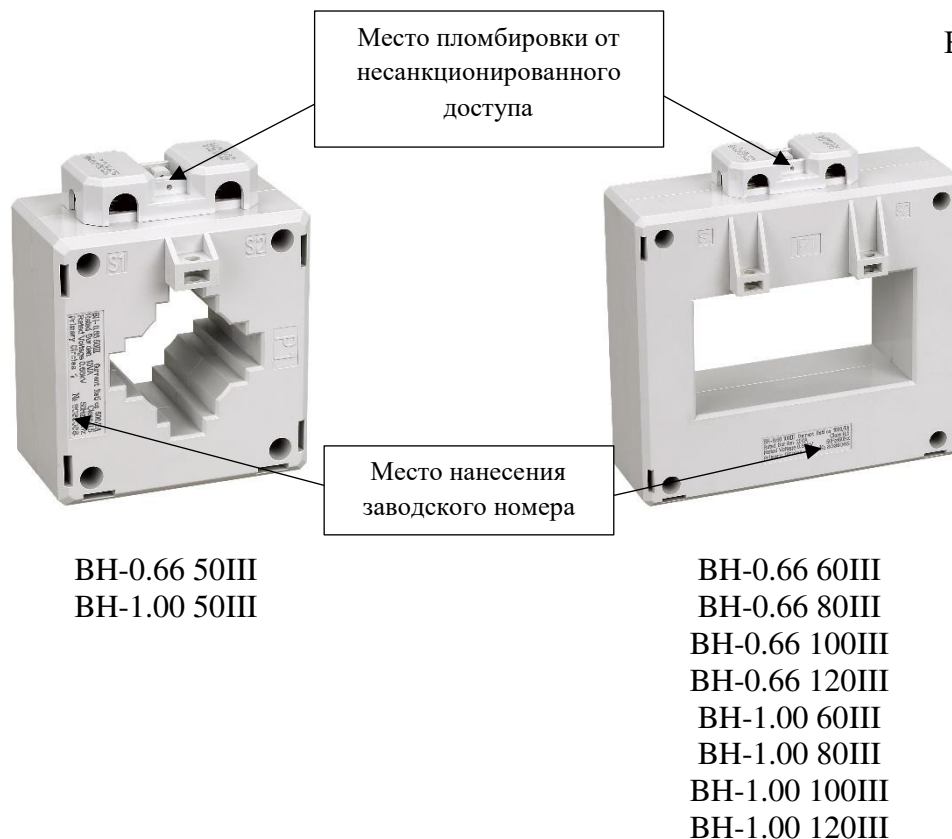


Рисунок 5 – Общий вид трансформаторов тока модификаций ВН-0.66 50III, ВН-1.00 50III, ВН-0.66 60III, ВН-0.66 80III, ВН-0.66 100III, ВН-0.66 120III, ВН-1.00 60III, ВН-1.00 80III, ВН-1.00 100III, ВН-1.00 120III.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	0,66; 1
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	1
Номинальная частота, Гц	50/60
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 1600; 2000; 2500; 3000; 4000; 5000
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1; 5
Классы точности вторичных обмоток для измерений и учета по ГОСТ 7746-2015:	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В·А:	2,5; 5; 10; 20; 30

Таблицы 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Ширина×Длина×Высота), мм, не более	84 × 262 × 222
Масса, кг, не более	3,0
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа, не более	от -5 до +40 98 от 86,6 до 106
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	250000
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока ВН	- ¹⁾	1 шт.
Паспорт		1 экз.
Руководство по эксплуатации ²⁾		1 экз.
¹⁾ – обозначение меняется в зависимости от модификации		
²⁾ – по запросу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Конструктивные особенности и принцип работы» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 7746-2015 Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

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

Техническая документация изготовителя.

Правообладатель

Zhejiang CHINT Electrics Co., Ltd, Китай

Адрес: No.1, CHINT Road, CHINT Industrial Zone, North Baixiang, Yueqing, Zhejiang, 325603, China

E-mail: global-sales@chint.com

<https://www.en.chint.com>

Изготовитель

Zhejiang CHINT Electrics Co., Ltd , Китай

Адрес: No.1, CHINT Road, CHINT Industrial Zone, North Baixiang, Yueqing, Zhejiang, 325603, China

E-mail: global-sales@chint.com

<https://www.chintglobal.com>

Испытательный центр

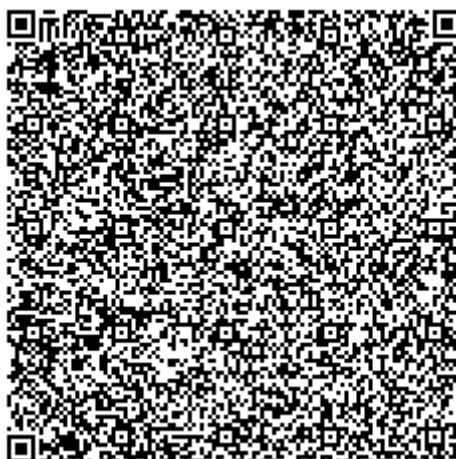
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

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

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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88993-23

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ВИЗ-Сталь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ВИЗ-Сталь» (далее – 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 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – 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 – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее – РСТВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – 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 электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере БД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена РСТВ, принимающим эталонные сигналы частоты и времени (ЭСЧВ) от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS для формирования и хранения шкалы времени (ШВ), синхронизированной с национальной шкалой времени UTC (SU), а также для выдачи информации о текущих значениях даты и времени. РСТВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени РСТВ более чем на ± 1 с. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают время (дата, 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 (№ 1133) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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 средств измерений 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	Счётчик	УСПД / РСТВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ ф.4РП-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
2	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ ф.6РП-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
3	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22, КЛ-10 кВ ф.5РП-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ ф.7РП-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
5	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.18, КЛ-10 кВ ф.8РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
6	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.33, КЛ-10 кВ ф.4РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
7	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.27, КЛ-10 кВ ф.6РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
8	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.41, КЛ-10 кВ ф.8РП-3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.42, КЛ-10 кВ ф.5РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
10	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.48, КЛ-10 кВ ф.7РП-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
11	ПС 220 кВ Искра, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.46, КЛ-10 кВ ф.8РП-4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,2
						реактивная	±2,6	±4,8
12	1РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
13	1РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
14	2РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.18	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	2РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
16	3РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
17	3РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.20	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
18	8РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
19	9РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
20	9РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	10РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
22	10РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
23	11РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
24	11РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
25	12РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
26	12РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ ф.УДР-2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	12РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
28	12РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ ф.УДР-1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
29	14РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
30	14РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
31	15РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
32	15РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	20РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 / РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
34	20РП 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.17	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
35	13РП 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.28	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,6	±4,3
36	13РП 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.23	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,6	±4,3
37	41РП 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.6	ТНШЛ 0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1673-03	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
38	41РП 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.8	ТНШЛ 0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1673-03	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с								±5
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 для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-38 от -40 до +55 °С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. 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. 6. Допускается замена УСПД, РСТВ на аналогичное устройство, утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера БД 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	38
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 в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения РСТВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +55 от -40 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2-13 (Рег. № 20175-01) для счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.03 (Рег. № 36697-08) для счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.03, СЭТ-4ТМ.02М.11 (Рег. № 36697-12) для счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.03, СЭТ-4ТМ.02М.11 (Рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч РСТВ: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 165000 220000 2 55000 2 75000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее	45 5
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 БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ 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	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	18
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	26
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	6
Трансформатор тока	ТНШЛ 0,66	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	19
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2-13	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	21
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.11	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1133 ПФ	1

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) ООО «ВИЗ-Сталь», аттестованном ООО «МЦМО», 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

Общество с ограниченной ответственностью «ВИЗ-Сталь» (ООО «ВИЗ-Сталь»)

ИНН 6658084667

Юридический адрес: 620028, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Кирова, стр. 28

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

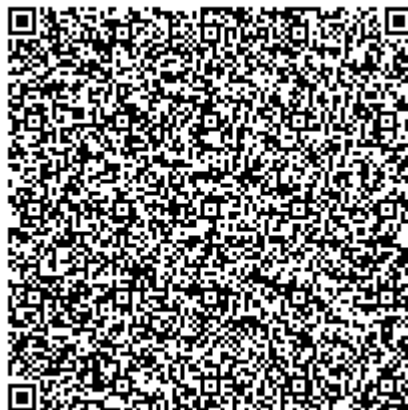
Испытательный центр

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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88994-23

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные ТКС-1

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные ТКС-1 (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в однофазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов напряжения и тока в показания электрической энергии.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

В зависимости от исполнения счетчики могут иметь один измерительный элемент в цепи фазы или два измерительных элемента в цепях фазы и нейтрали. Учет электроэнергии для исполнений с двумя измерительными элементами может производиться по большому значению или только по фазной цепи в зависимости от настроек.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ ИЕС 61038-2011, оптическое испытательное выходное устройство по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейсы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик имеет в своем составе индикатор функционирования (отдельный «Сеть», либо совмещенный с оптическим испытательным выходным устройством). Счетчик может иметь в своем составе индикатор обратного направления тока в измерительной цепи «Реверс», индикатор неравенства токов в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали « $I_L \neq I_N$ », кнопку для ручного переключения режимов индикации «Просмотр».

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ). Количество десятичных знаков отсчетного устройства не менее 8. Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства не более 0,01 кВт·ч.

В состав счетчиков могут входить дополнительные устройства: оптический порт (по ГОСТ ИЕС 61107-2011), отдельные гальванически развязанные от сети дискретные выходы, отдельные гальванически развязанные от сети дискретные входы.

Счетчики, в зависимости от исполнения, имеют не менее одного оптического испытательного выхода с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012.

Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии от 800 до 10000 имп/(кВт·ч). Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии от 800 до 10000 имп/(квар·ч).

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP54, IP64.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения

①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬
ТКС-1	-XXX	-XXXX	-XXX	-XX	-XXX	-XX	-XXXXX	-XXXXX	-XX	-XXXXXX	-X	-X

① Тип счетчика

② Тип корпуса

W3 – для установки на щиток, модификация 3

W6b – для установки на щиток, модификация 6b

W9 – для установки на щиток, модификация 9

D1 – для установки на DIN-рейку, модификация 1

D4 – для установки на DIN-рейку, модификация 4

D5 – для установки на DIN-рейку, модификация 5

D17 – для установки на DIN-рейку, модификация 17

SP1 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

SP2 – для установки на опору ЛЭП, модификация 2

SP3 – для установки на опору ЛЭП, модификация 3

③ Класс точности

A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21

A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

220 – 220 В

230 – 230 В

⑤ Базовый ток

5 – 5 А

10 – 10 А

⑥ Максимальный ток

50А – 50 А

60А – 60 А

80А – 80 А

100А – 100 А

⑦ Количество и тип измерительных элементов

S – один шунт в фазной цепи тока

SS – два шунта в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали

ST – шунт в фазной цепи тока и трансформатор тока в цепи тока нейтрали

TT – два трансформатора тока в фазной цепи тока и в цепи тока нейтрали

- ⑧ Основной интерфейс
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса
- ⑨ Дополнительные интерфейсы
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868 /n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса
E/n – интерфейс Ethernet, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
RFFW/n – радиointерфейс WiFi, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
RFLT/n – радиointерфейс LTE, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
(Нет символа) – интерфейс отсутствует
- ⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных
(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»
P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
- ⑪ Дополнительные функции
Н – датчик магнитного поля
In – дискретный вход, где n – количество входов
К – реле управления нагрузкой в цепи тока
L – подсветка индикатора
М – измерение параметров качества электрической энергии
О – оптопорт
Qn – дискретный выход, где n – количество выходов
R – защита от выкручивания винтов кожуха
U – защита целостности корпуса
Vn – электронная пломба, где n – номер модификации электронных пломб
Y – защита от замены деталей корпуса
Z/n – резервный источник питания, где n – номер модификации источника питания (для модификации 1 номер допускается не указывать)
(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют
- ⑫ Количество направлений учета электроэнергии
(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)
D – измерение электроэнергии в двух направлениях

13) Условия эксплуатации

(Нет символа) – температура окружающей среды от –40 до 70 °С

F – температура окружающей среды от –45 до 85 °С

Перечни номеров, обозначающих модификации поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера поддерживаемых протоколов передачи данных, модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP1, SP2, SP3 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом один из интерфейсов данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);

- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;

- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, телеметрического выхода, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по не менее 4 тарифам с числом временных зон не менее 12.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифных программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики обеспечивают хранение:

- значений электрической энергии на начало месяца не менее 36 мес;
- значений электрической энергии на начало суток не менее 128 сут;
- значений электрической энергии на начало интервала 30 мин не менее 128 сут;
- значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин не менее 128 сут;
- профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин не менее 128 сут (минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{\min} = (I_{\text{тек}} \cdot D30) / 30$, где $I_{\text{тек}}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; D30 – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут.);
- количество записей в журнале событий, не менее 1000.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазного напряжения;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазного тока;
- тока нейтрали (только счетчики с символами «SS», «ST» и «TT» в условном обозначении);
- разности фазного тока и тока нейтрали (только счетчики с символами «SS», «ST» и «TT» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мощности;
- реактивной мощности (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- полной мощности (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- коэффициента мощности.

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения.

Скорость обмена информацией по интерфейсам не менее 9600 бит/с.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения.

В случае выхода ЖКИ счетчика из строя информацию можно считать по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения, с помощью технологического программного обеспечения.

Длительность хранения информации при отключении питания не менее 35 лет.

Срок службы батареи не менее 16 лет.

Знак поверки наносится на счетчик.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, состоит из цифр и (или) букв латинского алфавита и наносится в виде наклейки, или лазерным принтом, или иным способом на лицевой панели счетчика.

Общий вид счетчиков, с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведен на рисунках 1 – 10. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 11.

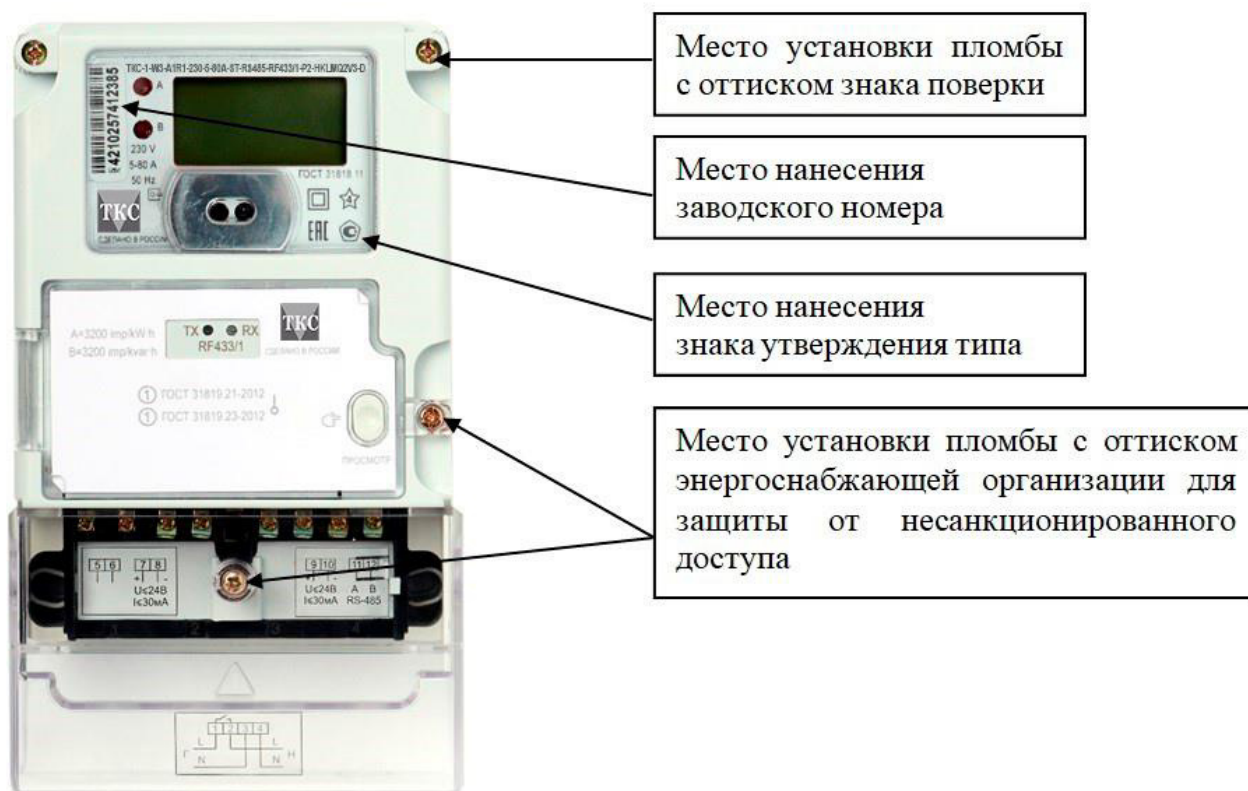


Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W3

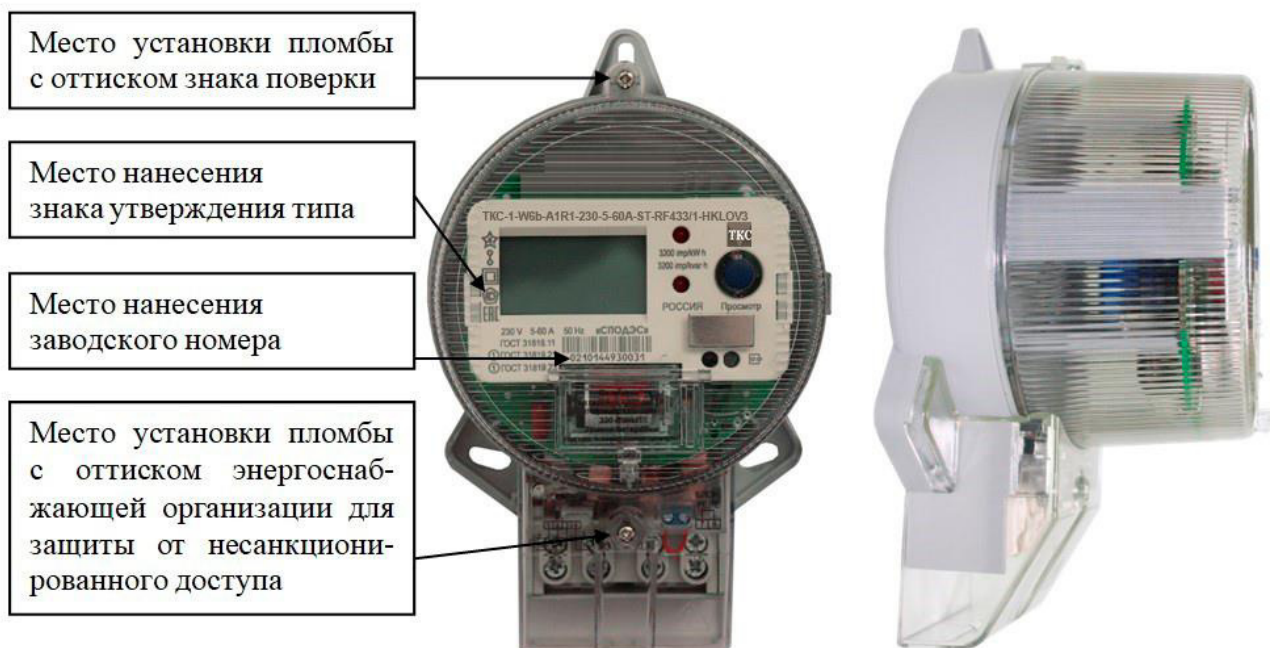


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W6b

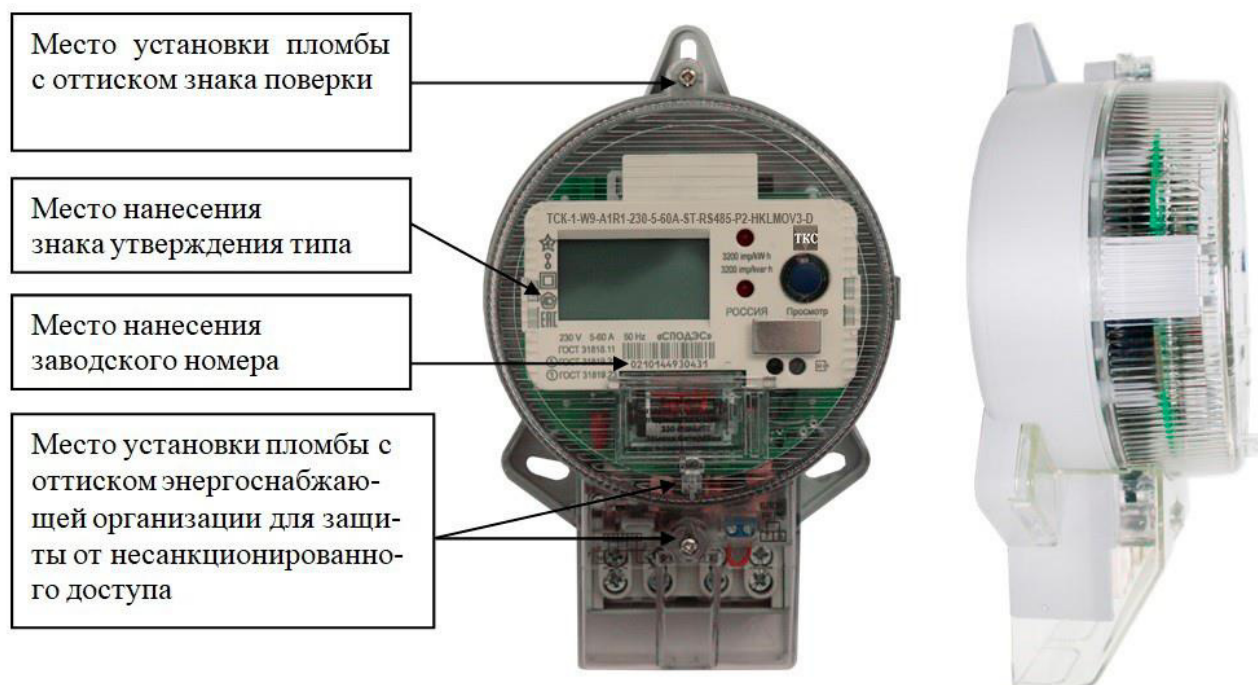


Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W9

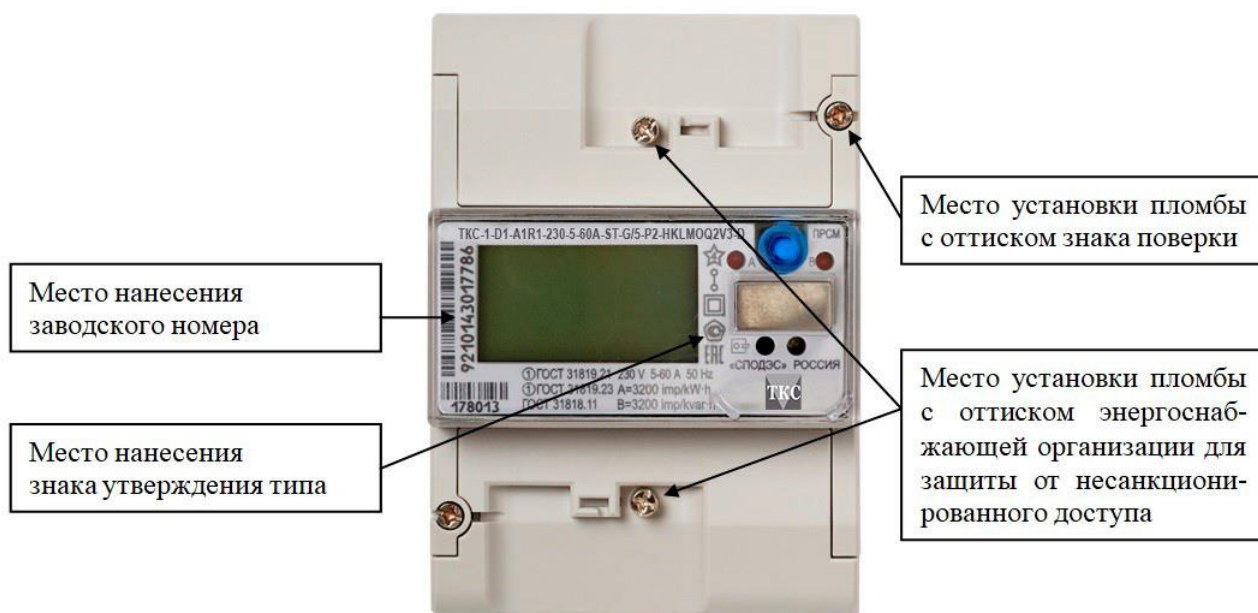


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа D1

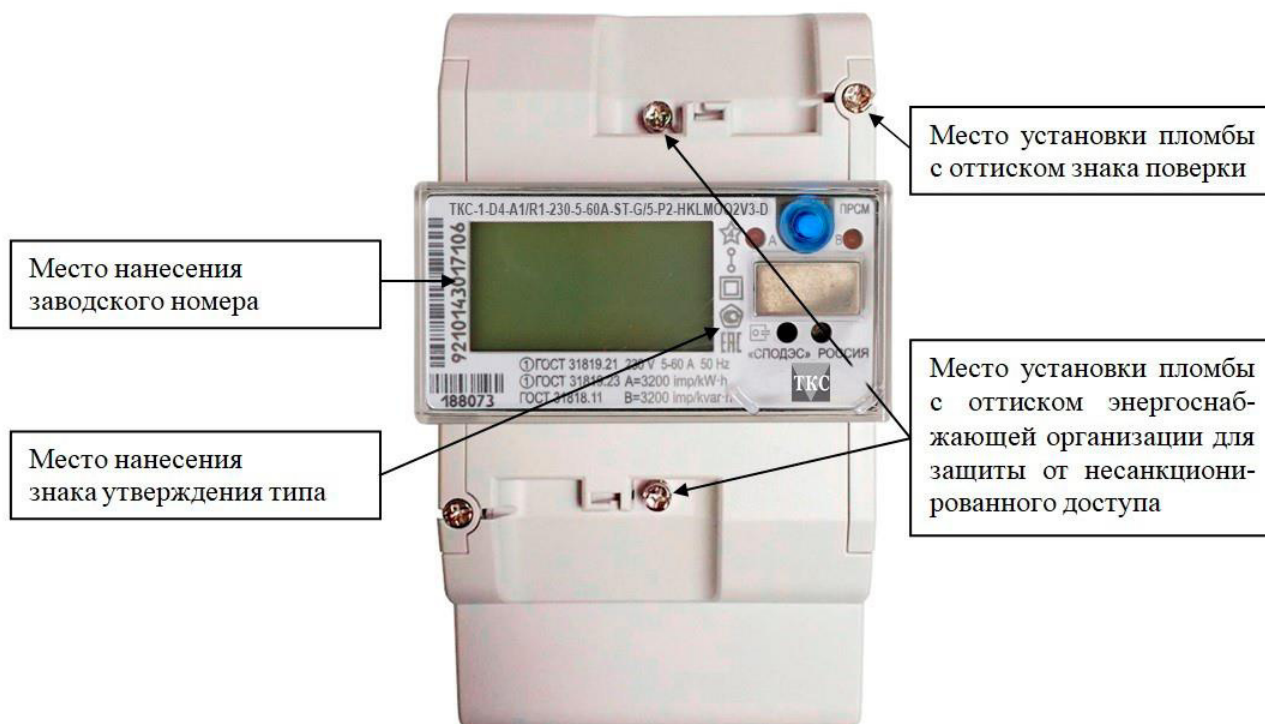


Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа D4



Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа D5

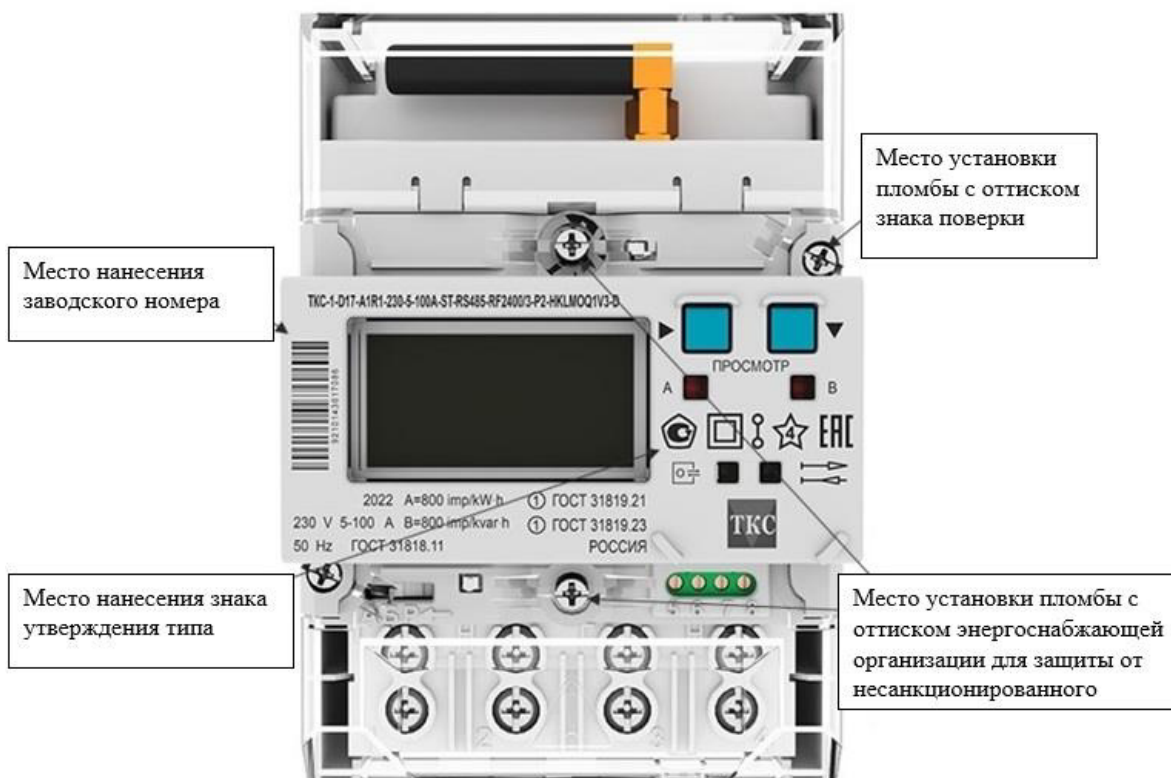


Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа D17



Рисунок 8 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP1



Рисунок 9 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP2



Рисунок 10 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP3



а б в з
Рисунок 11 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблицах 2 – 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) счетчиков указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчиков

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	MT2	MT3	MT4
Идентификационное наименование ПО	MT2	MT3	MT4
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	254A	3AC6	54AD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	–
A1R1	1	1
A1R2	1	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

	Класс точности счетчика		
	1 по ГОСТ 31819.21-2012	1 по ГОСТ 31819.23-2012	2 по ГОСТ 31819.23-2012
Стартовый ток	0,0025 I_b	0,0025 I_b	0,005 I_b

Пределы допускаемых погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы допускаемой погрешности измерений: абсолютной Δ , относительной δ
Частота, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$
Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$
Активная мощность, % - в диапазоне $0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$ - в диапазоне $0,1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Реактивная мощность, % - в диапазоне $0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$ - в диапазоне $0,1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Полная мощность, % - в диапазоне $0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$ - в диапазоне $0,1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Положительное отклонение фазного напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$
Отрицательное отклонение фазного напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, %	$\pm 1 (\delta)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока (фазный ток), % - в диапазоне $0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$ - в диапазоне $0,1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока (ток нейтрали), % - в диапазоне $0,05 I_b \leq I < 0,1 I_b$ - в диапазоне $0,1 I_b \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Коэффициент мощности, %	$\pm 2 (\delta)$
Примечание – погрешности измерения нормируются для значений входных сигналов, указанных в таблице 5	

Метрологические и основные технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 5 – 6.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	220; 230
Базовый ток $I_б$, А	5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов при измерении энергии: - сила тока - напряжение - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - коэффициент мощности	от 0,05 $I_б$ до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый градус Цельсия, с	$\pm 0,15$ (но суммарно не более, чем 4 с в диапазоне рабочих температур)
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В: - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	(от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ (от 0,05 до 1,3) $U_{ном}$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока, А	от 0,05 $I_б$ до $I_{макс}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	от 0 до 25 от 0 до 45 от 0 до 90

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений положительного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	от 0 до 20 от 0 до 30 от 0 до 30
Диапазон измерений коэффициента мощности	от –1 до 1
Диапазон входных сигналов при измерении мощности: - сила тока - напряжение, для счетчиков с символом «М» - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ до $I_{\max}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{\text{ном}}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{\text{ном}}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом токе, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, при номинальном значении напряжения, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А (Вт), не более	10 (2)
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более Тип корпуса: - W3 - W6b - W9 - D1 - D4 - D5 - D17 - SP1 - SP2 - SP3	201×118×74 209×128×110 209×128×76 130×90×69 160×90×69 110×89×61 130×90×71 240×165×77 160×110×65 180×165×77
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды, °С, для счетчиков с символом «F» - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от –40 до +70 от –45 до +85 от 30 до 98 от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	1,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	35
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный ТКС-1	ТКС-1	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.199РЭ	1 шт.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.199ФО	1 шт.	В бумажном виде
Дистанционное индикаторное устройство	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	—	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение	—	1 шт.	В электронном виде по отдельному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.199РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

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

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

МИРТ.411152.199ТУ Счетчики электрической энергии однофазные
многофункциональные ТКС-1. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 2635813531

Юридический адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Доваторцев, д. 33А

Телефон: +7 (8652) 22-68-68

E-mail: info@mirtekgroup.ru

Web-сайт: mirtekgroup.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекоммуникационные комплексные системы» (ООО «ТКС»)

ИНН 7719626230

Юридический адрес: 105118, г. Москва, ул. Соколиной Горы 10-я, 12, помещ. Ш/9

Адрес места осуществления деятельности: 347927, Ростовская обл., г. Таганрог,
Поляковское ш., 15-к

Телефон: +7 (495) 605-68-72

E-mail: tkmsk@inbox.ru

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

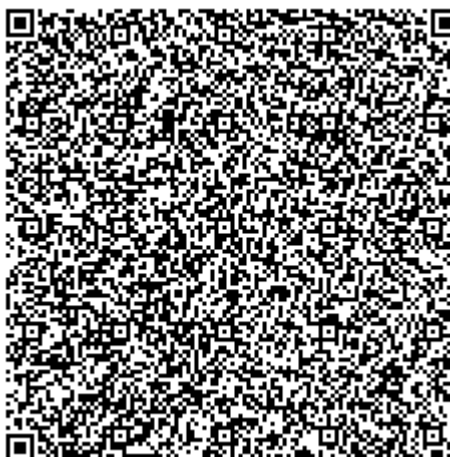
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Web -сайт: www.rostest.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные ТКС-3

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные ТКС-3 (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в трехфазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов тока и напряжения в показания электрической энергии.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

Счетчики могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (АИИС КУЭ) и технического учета электроэнергии, диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ IEC 61038-2011, оптические испытательные выходные устройства по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, а также интерфейсы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик может иметь в своем составе индикаторы наличия каждого из фазных напряжений «L1», «L2», «L3», индикатор наличия хотя бы одного из фазных напряжений «Сеть», одну или две кнопки для ручного переключения режимов индикации «Просмотр», оптический порт, выполненный по ГОСТ IEC 61107-2011.

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ). Количество десятичных знаков отсчетного устройства не менее 8. Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства не более 0,01 кВт·ч.

В состав счетчиков могут входить отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные выходы и отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные входы. Счетчики, в зависимости от исполнения, имеют не менее одного оптического испытательного выхода с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012.

Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии от 800 до 10000 имп/(кВт·ч). Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии от 800 до 10000 имп/(квар·ч).

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP54, IP64.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения

①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬
ТКС-3	-XXX	-XXXX	-XXX	-XX	-XXX	-XX	-XXXXX	-XXXXX	-XX	-XXXXXX	-X	-X

① Тип счетчика

② Тип корпуса

W31 – для установки на щиток, модификация 1

W32 – для установки на щиток, модификация 2

W33 – для установки на щиток, модификация 3

D33 – для установки на DIN-рейку, модификация 3

D35 – для установки на DIN-рейку, модификация 5

D37 – для установки на DIN-рейку, модификация 7

SP31 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

③ Класс точности

A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21

A0.5 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22

A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.5R1 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.5R2 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.2R1 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.2R2 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

57,7 – 57,7 В

220 – 220 В

230 – 230 В

⑤ Номинальный (базовый) ток

1 – 1 А

5 – 5 А

10 – 10 А

⑥ Максимальный ток

10A – 10 А

50A – 50 А

60A – 60 А

80A – 80 А

100A – 100 А

⑦ Тип измерительных элементов

S – шунты

T – трансформаторы тока

N – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали

- ⑧ Основной интерфейс
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса
- ⑨ Дополнительные интерфейсы
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса
E/n – интерфейс Ethernet, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
RFFW/n – радиointерфейс WiFi, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
RFLT/n – радиointерфейс LTE, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
(Нет символа) – интерфейс отсутствует
- ⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных
(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»
P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
- ⑪ Дополнительные функции
Н – датчик магнитного поля
In – дискретный вход, где n – количество входов
К – реле управления нагрузкой в цепи тока
L – подсветка индикатора
М – измерение параметров качества электрической энергии
О – оптопорт
Qn – дискретный выход, где n – количество выходов
R – защита от выкручивания винтов кожуха
U – защита целостности корпуса
Vn – электронная пломба, где n – номер модификации электронных пломб
Y – защита от замены деталей корпуса
Z/n – резервный источник питания, где n – номер модификации источника питания (для модификации 1 номер допускается не указывать)
(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют
- ⑫ Количество направлений учета электроэнергии
(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)
D – измерение электроэнергии в двух направлениях

13 Условия эксплуатации

(Нет символа) – температура окружающей среды от –40 до 70 °С

F – температура окружающей среды от –45 до 85 °С

Перечни номеров, обозначающих модификации поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера поддерживаемых протоколов передачи данных, модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP31 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом один из интерфейсов данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);
- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по не менее 4 тарифам с числом временных зон не менее 12.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифные программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики обеспечивают хранение:

- значений электрической энергии на начало месяца не менее 36 мес;
- значений электрической энергии на начало суток не менее 128 сут;
- значений электрической энергии на начало интервала 30 мин не менее 128 сут;
- значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин не менее 128 сут;
- профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин не менее 128 сут (минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{\min} = (I_{\text{тек}} \cdot D30) / 30$, где $I_{\text{тек}}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; $D30$ – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут.);
- количество записей в журнале событий, не менее 1000.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазных напряжений;
- линейных напряжений;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазных токов;
- тока нейтрали (только счетчики с символом «N» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мощности по каждой фазе;
- реактивной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- полной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- коэффициентов мощности по каждой фазе;
- длительности провала напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);

- длительности перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- длительности прерывания напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики с символом «Z» в условном обозначении, подключенные к источнику резервного питания);
- остаточного напряжения провала напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- максимального значения перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S).

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, наличия фазного тока при отсутствии напряжения, изменения направления тока в фазных цепях, воздействия сверхнормативного магнитного поля, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения.

Скорость обмена информацией по интерфейсам не менее 9600 бит/с.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения.

В случае выхода ЖКИ счетчика из строя информацию можно считать по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения, с помощью технологического программного обеспечения.

Длительность хранения информации при отключении питания не менее 35 лет.

Срок службы батареи не менее 16 лет.

Знак поверки наносится на счетчик.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, состоит из цифр и (или) букв латинского алфавита и наносится в виде наклейки, или лазерным принтом, или иным способом на лицевой панели счетчика.

Общий вид счетчиков, с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведен на рисунках 1 – 7. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 8.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W31



Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W32



Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W33



Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа D33

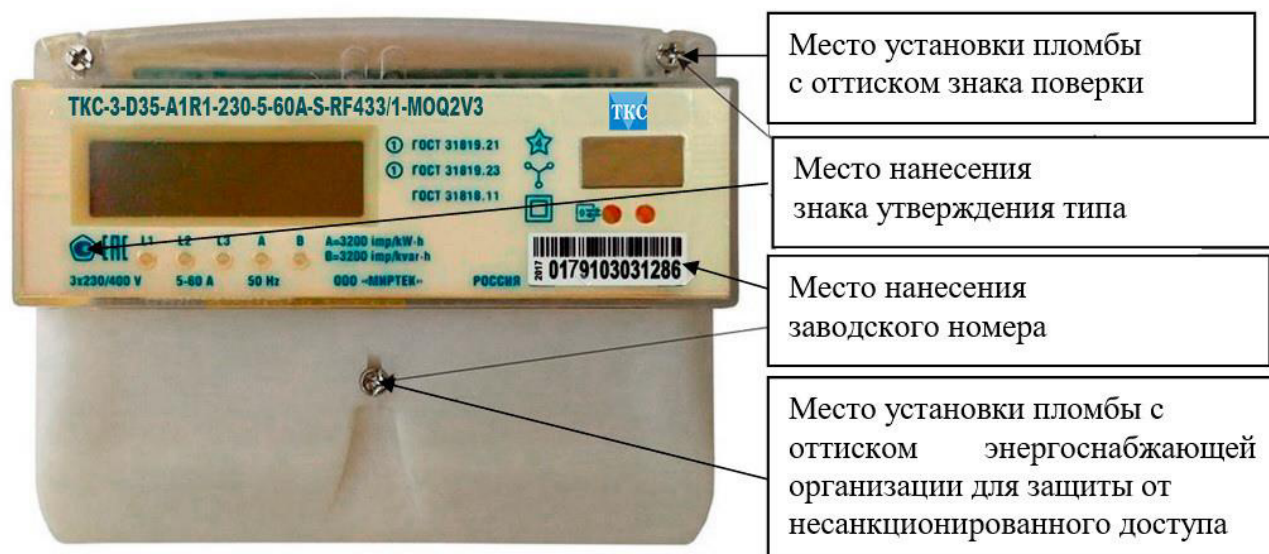


Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа D35

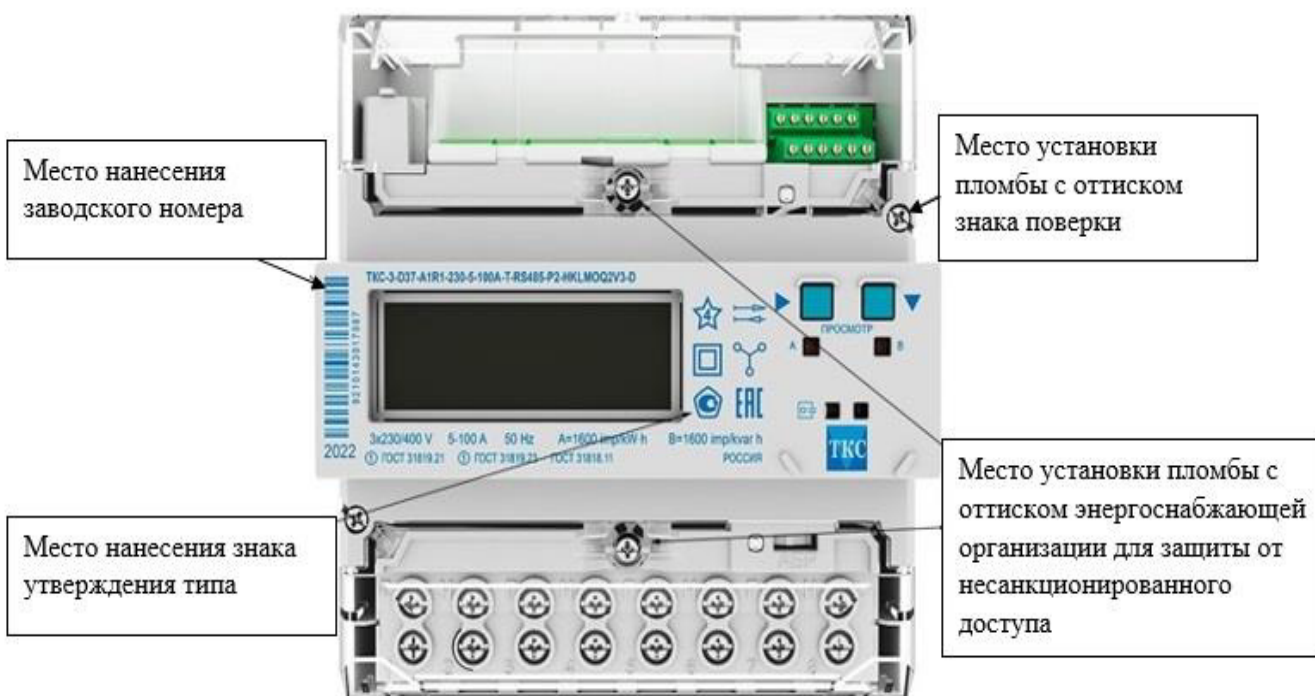


Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа D37



Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP31



Рисунок 8 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблицах 2 – 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) счетчиков указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчиков

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	MT1	MT2	MT6
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4CB9	4FC5	FD7C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	–
A0.5	0,5S	–
A1R1	1	1
A1R2	1	2
A0.5R1	0,5S	1
A0.5R2	0,5S	2
A0.2R1	0,2S	1
A0.2R2	0,2S	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности и типа включения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

Тип включения счетчика	Класс точности счетчика				
	1 по ГОСТ 31819.21- 2012	0,2S по ГОСТ 31819.22- 2012	0,5S по ГОСТ 31819.22- 2012	1 по ГОСТ 31819.23- 2012	2 по ГОСТ 31819.23- 2012
Непосредственное	0,0025 I_b	0,001 I_b		0,0025 I_b	0,005 I_b
Через трансформаторы тока	0,002 $I_{ном}$	0,001 $I_{ном}$		0,002 $I_{ном}$	0,003 $I_{ном}$

Пределы допускаемых погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы допускаемой погрешности измерений для счетчиков класса точности (при измерении активной энергии): абсолютной Δ , относительной δ		
	0,2S	0,5S	1
Частота, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$
Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$
Активная мощность, %	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Реактивная мощность, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Полная мощность, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Положительное отклонение фазного напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$
Отрицательное отклонение фазного напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Коэффициент мощности, %	$\pm 0,4 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 2 (\delta)$
Примечание – погрешности измерения нормируются для значений входных сигналов указанных в таблице 5			

Метрологические и основные технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 5 – 6.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	57,7; 220; 230
Базовый (I_b) или номинальный ($I_{ном}$) ток, А	1; 5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	10; 50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов при измерении энергии: - сила тока - напряжение - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ ($0,01I_{ном}$ или $0,02I_{ном}$) до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый градус Цельсия, с	$\pm 0,15$ (но суммарно не более, чем 4 с в диапазоне рабочих температур)
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В: - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	(от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ (от 0,05 до 1,3) $U_{ном}$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока, А	от $0,05I_{ном(б)}$ до $I_{макс}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	от 0 до 25 от 0 до 45 от 0 до 90
Диапазон измерений положительного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxxZ-D», подключенных к источнику резервного питания	от 0 до 20 от 0 до 30 от 0 до 30
Диапазон измерений коэффициента мощности	от -1 до 1
Диапазон входных сигналов при измерении мощности: - сила тока - напряжение, для счетчиков с символом «М» - напряжение, для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-хМxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_{ном(б)}$ до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом (номинальном) токе, нормальной температуре и номинальной частоте, $В \cdot А$, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, нормальной температуре и номинальной частоте, $В \cdot А$ (Вт), не более	10 (2)
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более Тип корпуса: - W31 - W32 - W33 - D33 - D35 - D37 - SP31	 246×169×57 291×171×88 266×171×79 106×126×72 115×144×62 160×144×71 236×190×106
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура окружающей среды, °С, для счетчиков с символом «F» - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	 от –40 до +70 от –45 до +85 от 30 до 98 от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	2,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	35
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Комплект поставки счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный ТКС-3	ТКС-3	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.200РЭ	1 шт.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.200ФО	1 шт.	В бумажном виде
Дистанционное индикаторное устройство	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	—	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение	—	1 шт.	В электронном виде по отдельному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.200РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

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

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

МИРТ.411152.200ТУ Счетчики электрической энергии трехфазные
многофункциональные ТКС-3. Технические условия.

Правообладатель

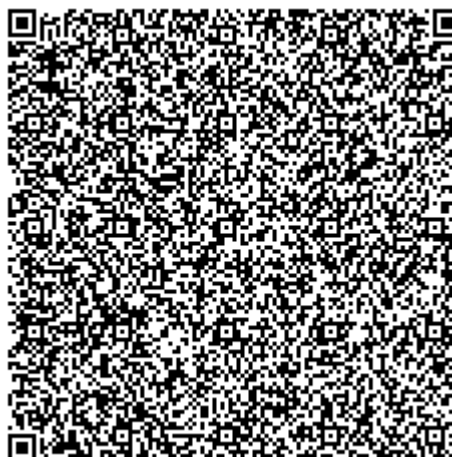
Общество с ограниченной ответственностью «МИРТЕК» (ООО «МИРТЕК»)
ИНН 2635813531
Юридический адрес: 355037, г. Ставрополь, ул. Доваторцев, д. 33А
Телефон: +7 (8652) 22-68-68
E-mail: info@mirtekgroup.ru
Веб-сайт: mirtekgroup.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекоммуникационные комплексные системы» (ООО «ТКС»)
ИНН 7719626230
Юридический адрес: 105118, г Москва, ул Соколиной Горы 10-я, 12, помещ. III/9
Фактический адрес: 347927, Ростовская обл., г. Таганрог, Поляковское ш., 15-к
Телефон: +7 (495) 605-68-72
E-mail: tkmsk@inbox.ru

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 (495) 546-45-01
E-mail: info@rostest.ru
Веб-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88981-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-технические микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения MKLogic

Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения MKLogic (далее – комплексы) предназначены для измерений и контроля параметров технологических процессов и управления положением или состоянием исполнительных механизмов, путем измерения и генерации силы постоянного электрического тока в диапазоне от 4 до 20 мА и измерения электрического сопротивления от подключаемых первичных измерительных преобразователей.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов программно-технических микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения MKLogic основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов, которые поступают на модули ввода и цифро-аналоговом преобразовании с выдачей сигналов посредством модулей вывода. Функции вычисления, обработки и архивирования значений параметров технологических процессов выполняет центральный контроллер.

Комплексы предусматривают возможность:

- автоматического измерения и отображения значений технологических параметров и документирования данных;
- предупредительной и аварийной сигнализации по уставкам, заданным программным путем;
- подключения к системам специальной аппаратуры: центров пожарной сигнализации, извещателей пламени, ручных пожарных извещателей и т.д.
- автоматического и ручного режимов управления пожаротушением и технологических процессов.

В зависимости от назначения комплексы могут включать в себя измерительные каналы двух типов: каналы измерения технологических параметров и каналы формирования управляющих унифицированных аналоговых сигналов.

В каналах формирования управляющих аналоговых сигналов информация, вводимая оператором или формируемая программным путем в центральном контроллере комплекса посредством модулей вывода аналоговых сигналов, преобразуется в унифицированный сигнал силы постоянного тока.

Комплексы программно-технические микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения MKLogic являются проектно-компонуемым изделием. В зависимости от исполнения, в состав комплекса может входить следующее типовое оборудование:

- промежуточные измерительные преобразователи, осуществляющие нормализацию сигналов и гальваническую развязку цепей первичных измерительных преобразователей (исполнительных устройств) и входных цепей аналоговых модулей ввода-вывода;

- аналоговые модули ввода-вывода утвержденного типа, производящие аналого-цифровые и цифро-аналоговые преобразования;
- контроллер центральный (КЦ) с прикладным программным обеспечением, осуществляющий обработку цифровых сигналов, полученных от модулей аналогового ввода и приведение их к единицам измеряемого физического параметра, а также формирование и выдачи управляющих команд на модули аналогового вывода;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, предназначенное для визуализации технологического процесса, формирования отчетных документов и хранения архивов данных.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской (серийный) номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на металлическую табличку с помощью металлографии или гравировки, табличка с наименованием комплекса и серийным номером наклеена на обратной стороне дверцы шкафа, в верхней части. Номер имеет цифровое обозначение, состоящее из сочетания арабских цифр.

Общий вид шкафов комплекса приведен на рисунке 1.



место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

механический замок

Рисунок 1 - Общий вид шкафов комплекса

Пломбирование комплекса не предусмотрено. Механическая защита комплекса основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов, в которых монтируются компоненты комплекса.

Основные метрологические характеристики подключаемых первичных измерительных преобразователей утвержденных типов приведены в таблице 1. Перечень возможных промежуточных измерительных преобразователей приведен в таблице 2. Перечень возможных модулей ввода-вывода аналоговых сигналов приведен в таблице 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики подключаемых первичных измерительных преобразователей

Функциональное назначение первичного измерительного преобразователя	Пределы допускаемой приведенной погрешности, % от диапазона измерений	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
ПИП избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	$\pm 0,2$	-
ПИП избыточного давления/разрежения газа	$\pm 0,4$	-
ПИП перепада давления сред вспомогательных систем	$\pm 0,4$	-
ПИП силы тока, напряжения, мощности	$\pm 1,0$	-
ПИП виброскорости	$\pm 10,0$	-
ПИП загазованности воздуха парами углеводородов, % НКПРП*	$\pm 5,0$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров поверенных имитационным (беспроливным) методом	$\pm 1,0$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,5$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроливным) методом	$\pm 0,5$	-
ПИП измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	$\pm 0,3$	-
ПИП измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,1$	-
ПИП уровня жидкости во вспомогательных емкостях	-	$\pm 10,0$ мм
ПИП температуры других сред	-	$\pm 2,0$ °C

Таблица 2 - Промежуточные измерительные преобразователи

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Преобразователи измерительные IM, IMS, MK	49765-12
Преобразователи измерительные MACX	68653-17
Преобразователи измерительные IM, IMX	77698-20
Преобразователи измерительные S, K, H	65857-16
Преобразователи ET	85376-22
Преобразователи измерительные серии SCA	65521-16
Барьеры искрозащиты MIB-200 Ex	68031-17

Таблица 3 - Модули ввода-вывода аналоговых сигналов

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
Контроллеры программируемые логические MKLogic-500	65683-16
Контроллеры программируемые логические MKLogic200 A	85559-22

Программное обеспечение

Программное обеспечение комплексов можно разделить на 3 группы – встроенное ПО, хранящееся в энергонезависимой памяти измерительных модулей, прикладное ПО центрального контроллера (ПО среднего уровня), включающее в себя программный компонент fScale и внешнее ПО (ПО верхнего уровня), устанавливаемое на персональный компьютер в качестве системы отображения (визуализации) на АРМ оператора – SCADA-системы производства различных разработчиков: iFIX (фирма «Intellution», США), Сириус-ИС (НПП «Вира Реалтайм», Россия), Альфа Платформа («Атомик Софт», Россия) и др.

Загрузка встроенного программного обеспечения производится на заводе-изготовителе. Оно недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия, защита от перезаписи и считывания из памяти осуществляется посредством записи кода-блокировки в специальные защитные регистры.

В программном компоненте fScale из состава прикладного ПО центрального контроллера реализовано приведение кодов АЦП к физическим величинам.

К метрологически значимому ПО относятся встроенное программное обеспечение модулей измерительных и программный компонент fScale в составе прикладного ПО центрального контроллера. Остальные структуры ПО комплекса не являются метрологически значимыми.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в описаниях типа средств измерений (таблица 3) и в таблице 4.

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО комплексов

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	fScale
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3
Цифровой идентификатор ПО	9031
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC16

ПО комплексов, предназначенное для управления работой модулей и предоставления измерительной информации по стандартным протоколам, не влияет на метрологические характеристики средства измерений (метрологические характеристики комплекса нормированы с учетом ПО). Программная защита ПО и результатов измерений реализована на основе системы паролей и разграничения прав доступа. Механическая защита ПО основана на использовании встроенного механического замка на дверях шкафов, в которых монтируются компоненты комплекса.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 - Метрологические характеристики входных измерительных каналов с учетом погрешности подключаемых первичных измерительных преобразователей

Наименование характеристики	Значение
1	2
- канал измерения избыточного давления жидких сред, за исключением нефти/нефтепродукта	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,3$ % от диапазона
- канал измерения избыточного давления/разрежения газа	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6$ % от диапазона
- канал измерения перепада давления сред вспомогательных систем	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6$ % от диапазона
- канал измерения силы тока, напряжения, мощности	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,5$ % от диапазона
- канал измерения виброскорости	Пределы допускаемой приведенной погрешности ± 15 % от диапазона
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроливным) методом	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,5$ % от диапазона
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью накладных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,75$ % от диапазона
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных имитационным (беспроливным) методом	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,75$ % от диапазона
- канал измерения расхода при измерении объемного расхода с помощью врезных ультразвуковых расходомеров, поверенных проливным методом со сличением показаний расходомера с эталоном	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,45$ % от диапазона
- канал измерения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,15$ % от диапазона
- канал измерения уровня жидкости во вспомогательных емкостях	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 15 мм
- канал измерения температуры других сред	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 3 °С

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерения физических величин:	
- избыточного давления, МПа	от 0 до 16
- разрежения, МПа	от 0 до 0,1
- перепада давления, МПа	от 0 до 14
- температуры, °С	от -100 до +200
- расхода, м ³ /ч	от 0,1 до 20000
- уровня, мм	от 0 до 23000
- загазованности, % НКПРП	от 0 до 100
- виброскорости, мм/с	от 0 до 30
- осевого смещения ротора, мм	от -5 до 5
- силы тока, потребляемого нагрузкой (с учетом понижения токовым трансформатором) , А	от 0 до 5
- напряжения нагрузки, В	от 0 до 12000
- сопротивления, Ом	от 30 до 180
- силы тока, мА	от 4 до 20
- мощность, Вт/В·А	от 0 до 40000000
* НКПРП – Нижний концентрационный предел распространения пламени	

Таблица 6 - Метрологические характеристики выходных измерительных каналов типа «4– 20 мА униполярный».

Наименование характеристики	Значение
- канал цифро-аналогового преобразования силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,25$ % от диапазона

Таблица 7 - Основные технические характеристики комплексов

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации промежуточных измерительных преобразователей и модулей ввода-вывода:	
- температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +40
- относительная влажность при температуре 25 °С, %	до 90 без конденсации влаги
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Параметры электропитания от сети переменного тока:	
- напряжение, В	от 187 до 264
- частота, Гц	50 $\pm$ 0,4

Знак утверждения типа наносится

на табличку шкафа методом наклейки или трафаретной печати и на титульные листы формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт.)
Контроллер программируемый логический МКLogic-500 (состав модулей определяется заказчиком)	-	количество в соответствии с заказом
Контроллер программируемый логический МКLogic200 А (в конфигурации по заказу)	-	
Барьеры искрозащиты МИБ-200 Ех (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные IM, IMS, МК (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные IM, IMX (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные MACX (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные S, K, H (по заказу)	-	
Преобразователи серии ET (по заказу)	-	
Преобразователи измерительные серии SCA (по заказу)	-	
Комплект ЗИП	-	1
Комплект эксплуатационных документов: Руководство по эксплуатации	26.20-52-00137093-2021 РЭ	1
Формуляр	26.20-52-00137093-2021 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 «Использование ПТК ПТ» Руководства по эксплуатации 26.30-53-00137093-2021 РЭ на ПТК МПСА ПТ «МКLogic».

Нормативные и технические 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. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ТУ 26.30-53-00137093-2021. Программно-технический комплекс микропроцессорной системы автоматизации пожаротушения «МКLogic». Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон: (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: (347) 228-80-98, (347) 228-44-11

Web-сайт: [http:// www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

Телефон: (347) 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: (347) 228-80-98, (347) 228-44-11

Web-сайт: [http:// www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Испытательный центр

Федеральное Бюджетное Учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний имени А.М.Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М.Муратшина в Республике Башкортостан»)

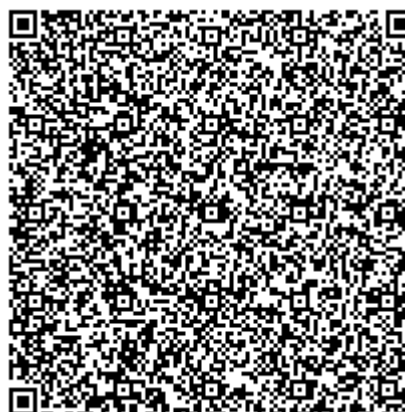
Адрес: 450006, г. Уфа, б-р Ибрагимова, д. 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-2000 с заводскими №№ 177, 178, 179, 180 расположены: г. Саратов, ул. Брянская, д. 1, ПАО «Саратовский НПЗ».

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000 № 177



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-2000 № 178



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВС-2000 № 179



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВС-2000 № 180

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	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 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 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

Публичное акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»
(ПАО «Саратовский НПЗ»)
Юридический адрес: 410022, г. Саратов, ул. Брянская, д. 1
ИНН 6451114900

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»
(ПАО «Саратовский НПЗ»)
Адрес: 410022, г. Саратов, ул. Брянская, д. 1
ИНН 6451114900

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88983-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы углерода и серы G4 ICARUS

Назначение средства измерений

Анализаторы углерода и серы G4 ICARUS (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой доли углерода и серы в твердых материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на сжигании образца в высокочастотной индукционной печи в токе кислорода и дальнейшем анализе образующихся газообразных соединений.

Навеска анализируемого образца в керамическом тигле помещается в высокочастотную индукционную печь и сжигается в токе кислорода. Образовавшиеся в результате сжигания образца газы – диоксид углерода (CO_2) и диоксид серы (SO_2) – увлекаются током кислорода и проходят через систему фильтров, после чего попадают в систему детектирования.

Система детектирования состоит из ИК либо УФ детектора, служащих для определения содержания углерода и серы по количеству поглощенного молекулами CO_2 и SO_2 инфракрасного излучения.

При анализе углерода два отдельных детектора одновременно определяют как высокие, так и низкие концентрации. Оптимальный диапазон измерения выбирается автоматически.

Масса образца (навески) вводится в программное обеспечение автоматически от электронных весов, подключенных к анализатору. Также возможен ручной ввод с клавиатуры.

Конструктивно анализаторы состоят из высокочастотной индукционной печи, системы детектирования, состоящей из ИК либо УФ детектора, и системы подачи газа.

Корпус анализатора изготавливают из металла, окрашиваемого в цвета, которые определяет изготовитель.

Каждый экземпляр анализатора имеет заводской номер, расположенный на задней панели средства измерений. Заводской номер имеет цифровой формат и наносится типографским или иным пригодным способом.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.

Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1. Место нанесение заводского номера на анализаторы представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора углерода и серы G4 ICARUS



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 - Место нанесения заводского номера
на анализаторы углерода и серы G4 ICARUS

Пломбировка анализаторов не предусмотрена. Конструкция анализаторов обеспечивает ограничение доступа к частям, несущим первичную измерительную информацию, местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением (ПО), позволяющим управлять работой анализатора и обрабатывать результаты измерений. ПО осуществляет обработку сигналов с детекторов и производит расчет концентраций определяемых элементов с учетом массы навески, а также включает в себя накопление данных и графическое отображение кинетики анализа с функцией изменения масштаба.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО анализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GA Client
Номер версии ПО (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.6.0.7
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Определяемые элементы	C, S
Предел допускаемого относительного СКО результатов измерений массовой доли элемента, %:	
- C ¹⁾	2,0
- S ²⁾	2,0
Предел обнаружения, %, не более:	
- C	$5 \cdot 10^{-5}$
- S	$5 \cdot 10^{-5}$
¹⁾ при значении массовой доли углерода не менее 0,1 %; ²⁾ при значении массовой доли серы не менее 0,018 %.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220 ± 10
- частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Габаритные размеры измерительного блока, мм, не более:	
- длина (с блоком печи)	760
- ширина	640
- высота (с блоком печи)	780
Масса, кг, не более	75
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °C	от +18 до +26
- относительная влажность, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор углерода и серы	G4 ICARUS	1 шт.
Компьютер	-	1 шт.
Стартовый набор расходных материалов и запчастей	-	1 шт.
Редуктор для баллона с кислородом*	-	-
Комплект расходных материалов*	-	-
Комплект запасных частей*	-	-
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
* - по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 2 «Введение», 5 «Процедура анализа» руководства по эксплуатации.

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений средство измерений применяется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация фирмы изготовителя «Bruker AXS GmbH», Германия.

Правообладатель

Фирма «Bruker AXS GmbH», Германия

Адрес: 76187, Germany, Karlsruhe, Öestliche Rheinbrueckenstr, 49

Изготовитель

Фирма «Bruker AXS GmbH», Германия

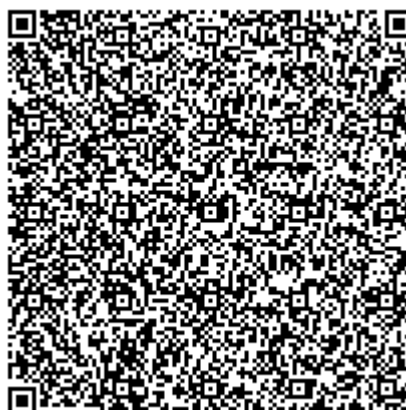
Адрес: 76187, Germany, Karlsruhe, Öestliche Rheinbrueckenstr, 49

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88984-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества деэтанализованного газового конденсата Северо-Русского месторождения ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества деэтанализованного газового конденсата Северо-Русского месторождения ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» (далее – СИКГК) предназначена для измерений массы деэтанализованного газового конденсата (далее – ДГК).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГК основан на прямом методе динамических измерений массы ДГК с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы от измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+», которые преобразуют их и вычисляют массу ДГК по реализованному алгоритму.

СИКГК представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства.

Конструктивно СИКГК состоит из:

- блока измерительных линий, состоящего из входного и выходного коллекторов (DN 250), одной рабочей измерительной линии (DN 150) и одной контрольно-резервной измерительной линии (DN 150);

- блока измерений показателей качества;

- системы сбора и обработки информации с автоматизированным рабочим местом (далее – АРМ) оператора.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГК:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-16) модели CMF350M с электронным преобразователем модели 2700;

- датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13) модели 150TAR;

- датчики температуры Rosemount 3144P (регистрационный номер 63889-16);

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14);

- преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16) модификации CDM100P;

- влагомер поточный модели L (регистрационный номер 56767-14);

- хроматограф газовый промышленный МАГ модели КС 50.310-000-01 (регистрационный номер 55668-13);
- преобразователи измерительные серии D5000 (регистрационный номер 47064-11) модификации D5014D;
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) исполнение ИнКС.425210.003 (рабочий и резервный) (далее – ИВК);
- контроллер программируемый логический АБАК ПЛК (регистрационный номер 63211-16).

Состав и технологическая схема СИКГК обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы, давления, температуры, плотности и влагосодержания ДГК;
- отображение, регистрацию и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- отображение (индикацию) и сигнализацию предельных значений массы, давления, температуры, плотности и влагосодержания ДГК;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик СРМ рабочей измерительной линии по СРМ контрольно-резервной измерительной линии;
- автоматический и ручной отбор проб ДГК;
- передача информации на верхний уровень;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер СИКГК нанесен типографским способом на паспорт СИКГК, а также методом лазерной гравировки на маркировочную табличку СИКГК, закрепленную на раме СИКГК.

Пломбирование СИКГК не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора, обеспечивает реализацию функций СИКГК.

ПО СИКГК защищено от несанкционированного доступа. Метрологические характеристики СИКГК нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные ПО СИКГК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКГК

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	Генератор отчетов АБАК REPORTER
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода ДГК, т/ч	от 28 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы ДГК, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	ДГК по ТУ 0271-146-31323949–2010
Абсолютное давление ДГК, МПа	от 0,3 до 4,0
Температура ДГК, °С	от -10 до +35
Плотность ДГК при рабочих условиях, кг/м ³	от 642,9 до 720,0
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 не более 95 от 84 до 106
Примечание – Относительная влажность и атмосферное давление в местах установки СИ СИКГК должны соответствовать условиям эксплуатации, приведенным в описаниях типа и (или) эксплуатационных документах данных СИ.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКГК типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКГК

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества деэтанализованного газового конденсата Северо-Русского месторождения ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», заводской № 2882-19	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство пользователя	99-2018-887-ИЗ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса деэтанализованного газового конденсата. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества деэтанализованного газового конденсата Северо-Русского месторождения ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», регистрационный номер ФР.1.29.2022.44599.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»
(ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»)

ИНН 8911020768

Юридический адрес: 629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н,
г. Тарко-Сале, ул. Тарасова, д. 28

Телефон: (34997) 4-50-00

Факс: (34997) 4-50-49

Web-сайт: <http://www.tsng.ru>

E-mail: tsng@tsng.novatek.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Адрес места осуществления деятельности: 420095, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Восстания, зд. 104и

Телефон: (843) 212-50-10

Факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://www.incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

Испытательный центр

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

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

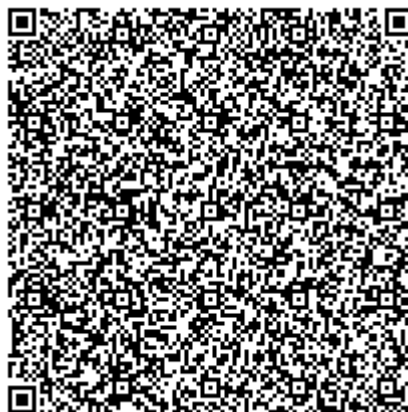
Телефон: (843) 214-20-98

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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88985-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-25

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-25 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами. Резервуар оснащен замерным люком для измерения уровня жидкости и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему, приведенному в градуировочной таблице резервуара.

Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен фотохимическим способом на металлическую табличку, прикрепленную к днищу резервуара, и типографским способом в паспорт резервуара, обеспечивая его идентификацию.

Резервуар РГС-25 с заводским номером 04-22-0002 расположен по адресу: Пензенская область, Кузнецк-12.

Место нанесения заводского номера и общий вид резервуара представлены на рисунках 1-2.

Знак поверки наносится в градуировочной таблице в виде оттиска поверительного клейма.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.



Рисунок 1 - Место нанесения заводского номера резервуара



Рисунок 2 - Общий вид резервуара

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-25	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 паспорта.

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 «СТРОЙПРОМГАЗ» (ООО «СПГ»),
ИНН 5835103291

Юридический адрес: 440015, Пензенская обл., г. Пенза, ул. Компрессорная, д. 21

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СТРОЙПРОМГАЗ» (ООО «СПГ»),
ИНН 5835103291

Адрес: 440015, Пензенская обл., г. Пенза, ул. Компрессорная, д. 21

Испытательный центр

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

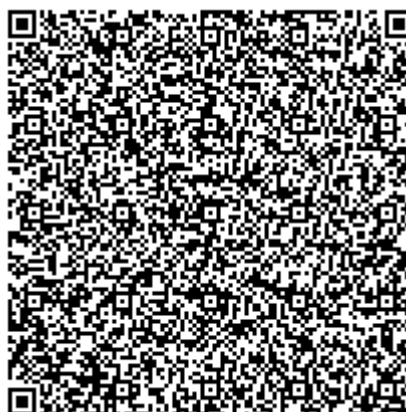
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон/факс: (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88986-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-2000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 2000 м³.

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

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

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

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

Резервуары РВС-2000 с заводскими номерами 1, 4, 5 расположены на территории Площадки нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов ст. Туринская (Туринская нефтебаза) по адресу: Российская Федерация, Тюменская область, Тюменский район, 23 км. Федеральной автомобильной дороги Тюмень-Тобольск-Ханты-Мансийск.

Общий вид резервуаров РВС-2000 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Наименование и емкость резервуара	RBC - 2000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	PBCC-2000/21/1-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	820-860 кг/м³
Рабочий диаметр	11,1 м
Высота	1

Рисунок 1 – Общий вид резервуара RBC-2000 №1



Наименование и емкость резервуара	RBC - 2000
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	PBCC-2000/21/4-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	820-860 кг/м³
Рабочий диаметр	11,1 м
Высота	4

Рисунок 2 – Общий вид резервуара RBC-2000 №4

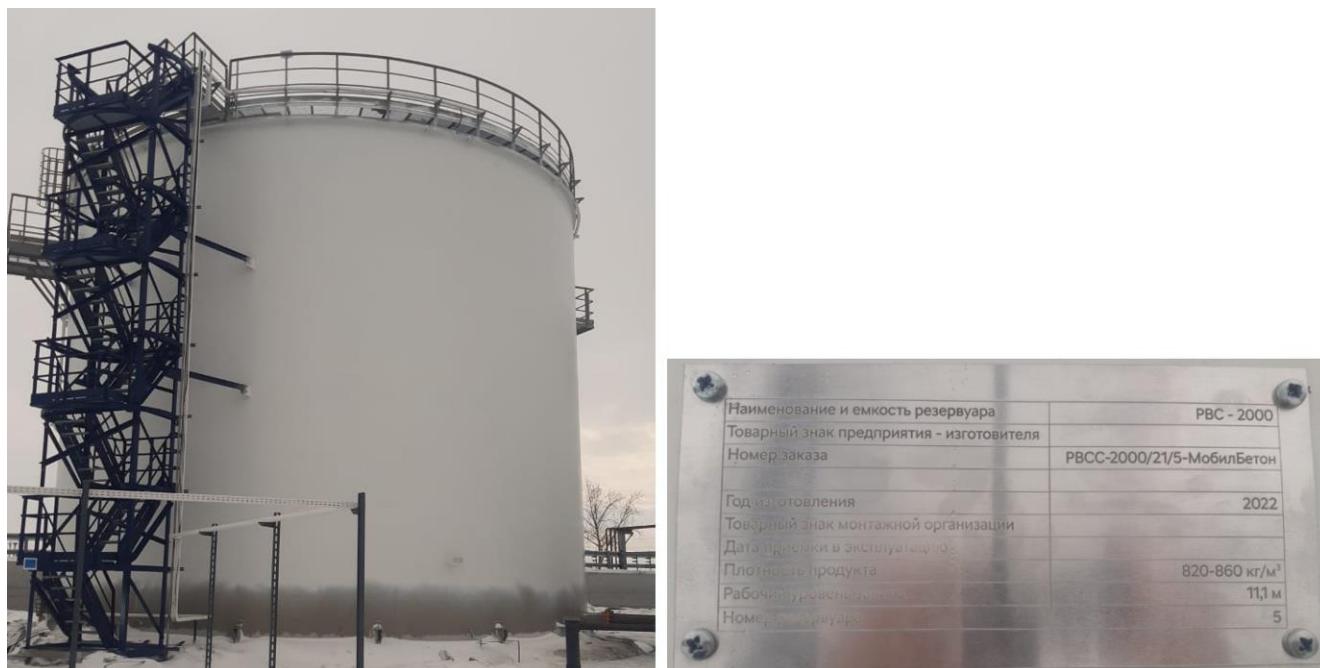


Рисунок 3 – Общий вид резервуара PBC-2000 №5

Пломбирование резервуаров PBC-2000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	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

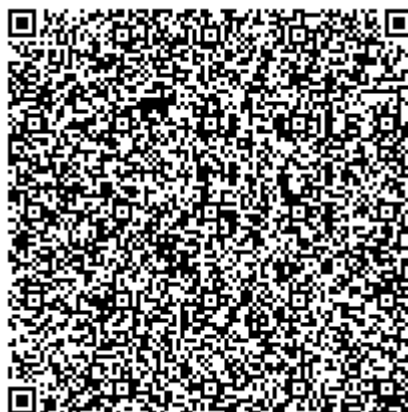
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Юридический адрес: 630099, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МобилБетон» (ООО «МобилБетон»)
ИНН 0273072903
Адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 26/2, оф. тех. эт. б/н
Телефон: +7 (347) 246-88-97
E-mail: mobilbeton@rbbeton.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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88987-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-200

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-200 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 200 м³.

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

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

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

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

Резервуары РВСП-200 с заводскими номерами 2, 3 расположены на территории Площадки нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов ст. Туринская (Туринская нефтебаза) по адресу: Российская Федерация, Тюменская область, Тюменский район, 23 км. Федеральной автомобильной дороги Тюмень-Тобольск-Ханты-Мансийск.

Общий вид резервуаров РВСП-200 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 200
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-2000/21/2-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-780 кг/м³
Рабочий уровень залива	5,0 м
Номер резервуара	2

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-200 №2



Наименование и емкость резервуара	РВСП - 200
Товарный знак предприятия - изготовителя	
Номер заказа	РВСПА-2000/21/3-МобилБетон
Год изготовления	2022
Товарный знак монтажной организации	
Дата приемки в эксплуатацию	
Плотность продукта	720-780 кг/м³
Рабочий уровень залива	5,0 м
Номер резервуара	3

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-200 №3

Пломбирование резервуаров РВСП-200 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

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

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С 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 вертикальный цилиндрический	РВСП-200	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

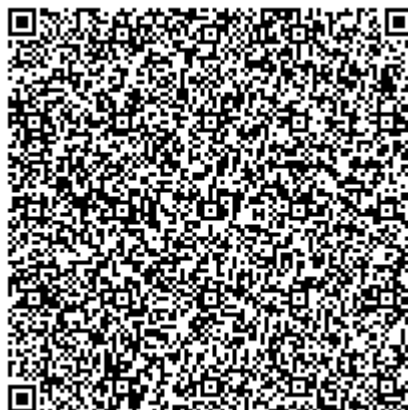
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Терминал»
(ООО «Газпромнефть-Терминал»)
ИНН 5406807595
Юридический адрес: 630099, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Максима Горького, д. 80, помещ. 13
Телефон: +7 (812) 679-56-00
Web-сайт: www.gazprom-neft.ru
E-mail: terminal@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МобилБетон» (ООО «МобилБетон»)
ИНН 0273072903
Адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д.26/2,
оф. тех. эт. б/н
Телефон: +7 (347) 246-88-97
E-mail: mobilbeton@rbbeton.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 «11» мая 2023 г. № 979

Регистрационный № 88988-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы хвостовых и отходящих газов ОМА-3510

Назначение средства измерений

Анализаторы хвостовых и отходящих газов ОМА-3510 (далее - анализаторы) предназначены для автоматических непрерывных измерений объемной доли сероводорода H_2S и диоксида серы SO_2 в технологических газовых средах при контроле технологических процессов.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов - спектрофотометрический, основанный на измерении поглощения ультрафиолетового излучения (UV) молекулами определяемых компонентов с применением дифференциальной оптической абсорбционной спектроскопии (DOAS). Изменение оптического поглощения образца зависит от содержания измеряемого компонента в соответствии с законом Бугера - Ламберта - Бера.

Конструктивно анализатор состоит из зонда, устанавливаемого непосредственно в точке отбора пробы, и взрывозащищенного основного корпуса, располагаемого в защитном шкафу (шелтере). Внутри зонда расположены система отбора, подогрева и очистки пробы и газовая оптическая ячейка, соединенная с основным корпусом оптоволоконными, газовыми и электрическими коммуникациями. По заказу на поверхности, контактируемые с измеряемым газом, может быть нанесено сульфинертное покрытие. Основной корпус состоит из двух отсеков - центрального блока и блока регулирования расхода газов. Внутри центрального блока расположены источник УФ излучения, спектрометр, блок питания, интерфейсная плата и процессор с ЖК дисплеем и кнопками управления на передней панели. Блок регулирования расхода газа содержит модуль взрывозащиты и газовую схему для подачи и регулировки применяемых газов. УФ излучение от источника в центральном блоке по оптоволоконному кабелю подводится к газовой ячейке, продуваемой подготовленной пробой, проходит через пробу и по второму оптоволоконному кабелю возвращается в спектральный блок в спектрометр, где полученный сигнал обрабатывается и преобразуется с помощью процессора в значение объемной доли. Результат измерений отображается на дисплее и может передаваться по аналоговым интерфейсам на внешние устройства. На дисплее также могут быть выведены значения разности и/или отношения значений объемной доли определяемых компонентов.

На боковой панели основного корпуса анализатора расположена табличка (шильд) с нанесенной методом лазерной печати или иным методом информацией, содержащей сведения об изготовителе, наименование анализатора и серийный номер. Предусмотрено нанесение серийного номера в буквенно-цифровом формате.

Общий вид анализаторов хвостовых и отходящих газов ОМА-3510 представлен на рисунке 1, место нанесения серийного номера – на рисунке 2, общий вид шильда с маркировкой – на рисунке 3. Пломбирование и нанесение знака поверки не предусмотрено.



а) Зонд



б) Основной корпус

Рисунок 1 - Общий вид анализаторов хвостовых и отходящих газов ОМА-3510



Место нанесения
серийного
номера

Рисунок 2 – Место нанесения серийного номера



Рисунок 3 – Общий вид шильда с маркировкой

Программное обеспечение

Встроенное ПО, специально разработано производителем для анализаторов, обеспечивает обработку, преобразование и вывод измерительной информации на жидкокристаллический дисплей. Также ПО обеспечивает управление, настройку (включая градуировку и сигнализацию) и диагностику состояния анализатора с помощью управляющей панели.

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ОМА-3500
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	НМІЕ.ОМА3510.Р003.У05В01.001
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений объемной доли, %:	
- H ₂ S	от 0 до 2,00
- SO ₂	от 0 до 1,00
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к верхнему пределу диапазона измерений, %	±3,5
Пределы допускаемого изменения показаний, приведенного к верхнему пределу диапазона измерений, за 24 часа непрерывной работы, %	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	от 200 до 240
- частота переменного тока, Гц	от 47 до 63
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Габаритные размеры основного корпуса анализатора, мм, не более	
- высота	500
- ширина	1003
- глубина	210
Масса, кг, не более	400
Рабочие условия эксплуатации (основного корпуса анализатора):	
- температура окружающей среды, °С	от -20 до +50 ¹⁾
- относительная влажность, %	от 5 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 86,0 до 116,0

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Среднее время наработки на отказ, ч	36000
Степень защиты от внешних воздействий	IP 65
Маркировка взрывозащиты	1Ex db pxb IIC T4 Gb X
¹⁾ При использовании специального защитного шкафа температура окружающей среды до -50 °С	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы хвостовых и отходящих газов	ОМА-3510	1 шт.
Шкаф защитный ¹⁾	-	1 шт. (по заказу)
Комплект принадлежностей ¹⁾	-	по заказу
Комплект эксплуатационной документации	-	1 компл.
Методика поверки	-	1 экз.
¹⁾ Комплект принадлежностей определяется договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Анализаторы хвостовых и отходящих газов ОМА-3510. Руководство по эксплуатации», раздел 1.2 «Принцип измерений» и раздел 4.6 «Измерение и управление компонентами».

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

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

Правообладатель

Фирма «Focused Photonics (Hangzhou) Inc.», КНР

Адрес: 760 Bin'an Road, Binjiang District, Hangzhou City, Zhejiang Province, P.R. China, 310052

Телефон: +8657185012162

E-mail: wang_jie@yfpi-inc.com

Изготовитель

Фирма «Focused Photonics (Hangzhou) Inc.», КНР

Адрес: 760 Bin'an Road, Binjiang District, Hangzhou City, Zhejiang Province, P.R. China, 310052

Телефон: +8657185012162

E-mail: wang_jie@yfpi-inc.com

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

