

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 26 » _____ мая 2023 г. № 1074

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Машины координатно-измерительные	IIS	C	89127-23	серия MIA мод. 654 зав. № 000122, серия METRA мод. 1287 зав. № 000222, серия METRA мод. 351810 зав. № 000523	Общество с ограниченной ответственностью "Интегрированные Интеллектуальные Системы" (ООО "ИИС"), Московская обл., г. Балашиха	Общество с ограниченной ответственностью "Интегрированные Интеллектуальные Системы" (ООО "ИИС"), Московская обл., г. Балашиха	ОС	МП АПМ 77-22	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Интегрированные Интеллектуальные Системы" (ООО "ИИС"), Московская обл., г. Балашиха	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	22.02.2023
2.	Аппаратура геодезическая спутниковая	EFT M5 RUS	C	89128-23	TJ16273576, TJ16273599	Общество с ограниченной ответственностью "ЕФТ СЕРВИС" (ООО "ЕФТ СЕРВИС"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЕФТ СЕРВИС" (ООО "ЕФТ СЕРВИС"), г. Москва	ОС	МП АПМ 71-22	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЕФТ СЕРВИС" (ООО "ЕФТ СЕРВИС"), г. Москва	ООО "Авто-прогресс-М", г. Москва	06.02.2023
3.	Комплексы многониточные измери-	Супер-флюу-ПЕ	C	89129-23	6724, 6700	Публичное акционерное общество "Га-	Публичное акционерное общество "Га-	ОС	МП 201-003-2023	2 года	Публичное акционерное общество "Га-	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	20.12.2022

	тельные микропроцессорные					зпром автоматизация" (ПАО "Газпром автоматизация"), г. Москва	зпром автоматизация" (ПАО "Газпром автоматизация"), г. Москва				зпром автоматизация" (ПАО "Газпром автоматизация"), г. Москва		
4.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50 (25+25)	Е	89130-23	339	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	07.04.2023
5.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-50	Е	89131-23	1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	07.04.2023
6.	Пикнометры напорные	ПН	С	89132-23	05, 07	Общество с ограниченной ответственностью "МОНИТОРИНГ" (ООО "МОНИТОРИНГ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Порт Приморск" (ООО "Транснефть - Порт Приморск"), Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.)	ОС	МП 2302-0011-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МОНИТОРИНГ" (ООО "МОНИТОРИНГ"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	15.03.2023
7.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС	Е	89133-23	модификация РГС-30 с зав. №№ 2, 3; модификация РГС-60 с зав. № 1	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС"	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС"	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС"	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	07.04.2023

	ские					(ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	(ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань				(ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань		
8.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-25	Е	89134-23	22/02, 23/02	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "МетроКонТ", г. Казань	07.04.2023
9.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-25	Е	89135-23	1, 2, 3, 4	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ТАИФ-НК АЗС" (ООО "ТАИФ-НК АЗС"), г. Казань	ООО "МетроКонТ", г. Казань	07.04.2023
10.	Установки поверочные переносные	СПП Аршин	С	89136-23	001, 002	Общество с ограниченной ответственностью "АршинПрибор" (ООО "АршинПрибор"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "АршинПрибор" (ООО "АршинПрибор"), г. Москва	ОС	МП 1501-1-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЛоцманГрупп" (ООО "ЛоцманГрупп"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	07.03.2023
11.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 803 на Харьягинском трубопроводном терминале ООО "Компания Полярное Сияние"	Обозначение отсутствует	Е	89137-23	803	Фирма "Maintenance Mechanical Corporation", США	Общество с ограниченной ответственностью "Компания Полярное Сияние" (ООО "Компания Полярное Сияние"), Московская обл., г.о. Пушкинский, г. Пушкино	ОС	МП 1498-14-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "МетроКонТ" (ООО "МетроКонТ"), г. Казань	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	10.03.2023

12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 330 кВ Завод Ильич	Обозначение отсутствует	Е	89138-23	01	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания - Россети" (ПАО "Россети"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания - Россети" (ПАО "Россети"), г. Москва	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ФронтЭлектроМонтаж" (ООО "ФЭМ"), Самарская обл., Красноярский р-н, с. Красный Яр	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	24.04.2023
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "АЛЪЯНС" ТОК "Селектика"	Обозначение отсутствует	Е	89139-23	1153	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ГРИНН энергосбыт" (ООО "ГРИНН энергосбыт"), г. Курск	ОС	МП СМО-1704-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	17.04.2023
14.	Блескомеры фотоэлектрические	БФ	С	89140-23	мод. БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ: зав. №№ D88489, D60901; мод. БФ-60-МРАМОР: зав. №№ D15099, D16039; мод. БФ-60-КРИВИЗНА: зав. №№ D88489, D60901; мод. БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ: зав. №№	Общество с ограниченной ответственностью "ВО-СТОК-7" (ООО "ВО-СТОК-7"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ВО-СТОК-7" (ООО "ВО-СТОК-7"), г. Москва	ОС	РТ-МП-163-448-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ВО-СТОК-7" (ООО "ВО-СТОК-7"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	27.04.2023

					D90454, D86092; мод. БФ-20-60-85: зав. №№ D48400, D93346; мод. БФ-60-B7-192: зав. №№ 192000044, 192000101; мод. БФ-60-B7-193: зав. №№ 193000034, 193000056; мод. БФ-60-B7-60H: зав. № GHO02306; мод. БФ-60-B7-60M: зав. № GNM00669; мод. БФ-60/60-B7: зав. № 200911; мод. БФ-20-60-85-B7-268: зав. № GYT01852; мод. БФ-20-60-85-B7-268H: зав. № GHT01767; мод. БФ-20-60-85-B7-268HD: зав. № GNT00885								
15.	Установки тахеометрические низкооборотные	УТН 1	С	89141-23	001, 002	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	ОС	СДАИ.441 439.024МП	1 год	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	АО "НИИФИ", г. Пенза	26.04.2022
16.	Резервуары (танки) стальные прямоугольные несамостоятельного	Обозначение отсутствует	Е	89142-23	11, 12, 21, 22, 31, 32, 41, 42	Осетровский речной порт Ленского пароходства, г. Усть-Кут (изготовлены в	Осетровский речной порт Ленского пароходства, г. Усть-Кут (изготовлены в	ОС	МЦ 0104-2021 МП	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Судоходная компания "Витим-	ООО "Метрологический центр", г. Иркутск	25.11.2022

	нефтеналивного судна МН - 2528					1983 г.)	1983 г.)				лес" (ООО "Судоходная компания "Витим-лес"), Иркутская обл., г. Бодайбо-4		
17.	Расходомеры многофазные	Варг	С	89143-23	ВАРГ-80-6,3-57-3800-С1-Т2-ВГ.030.000.000.00 ТУ зав. № 29/30/22	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-Производственная компания Лаплас" (ООО "НПК Лаплас"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "НЕФТЕ-МАШ-ИНЖИНИРИНГ" (ООО "НЕФТЕ-МАШ-ИНЖИНИРИНГ"), г. Казань	ОС	МП 1490-9-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "НЕФТЕ-МАШ-ИНЖИНИРИНГ" (ООО "НЕФТЕ-МАШИНЖИНИРИНГ"), г. Казань	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	06.02.2023
18.	Преобразователи разности давлений измерительные	PDS8	С	89144-23	8422013790, 8622401094, 8822400973	Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай	Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай	ОС	МП 202-14-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НОРД СЕРВИС" (ООО "НОРД СЕРВИС"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	04.04.2023
19.	Преобразователи давления измерительные	PDS8	С	89145-23	8022013784, 8022402636, 8720049830	Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай	Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай	ОС	МП 202-13-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НОРД СЕРВИС" (ООО "НОРД СЕРВИС"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	04.04.2023
20.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	89146-23	110	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Элект-	Общество с ограниченной ответственностью "Ярмарка вкуса" (ООО "Ярмарка вку-	ОС	МП 26.51/211/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Элект-	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	31.03.2023

	ная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Ярмарка вкуса"					роконтроль"), г. Москва	са"), г. Воронеж				роконтроль"), г. Москва		
21.	Колонки топливораздаточные сжиженного природного газа	ТРК СПГ	С	89163-23	модель 112S зав. №20030001	Общество с ограниченной ответственностью "ГАЗ-ХОЛОДТЕХНИКА" (ООО "ГАЗХОЛОДТЕХНИКА"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ГАЗ-ХОЛОДТЕХНИКА" (ООО "ГАЗХОЛОДТЕХНИКА"), г. Москва	ОС	МП 2550-0400-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ГАЗ-ХОЛОДТЕХНИКА" (ООО "ГАЗХОЛОДТЕХНИКА"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	01.03.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89137-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 803 на Харьягинском трубопроводном терминале ООО «Компания Полярное Сияние»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 803 на Харьягинском трубопроводном терминале ООО «Компания Полярное Сияние» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти и показателей качества перекачиваемой через нее нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с применением преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН конструктивно выполнена в блочно-модульном исполнении. Блок-бокс СИКН расположен на специальном фундаменте и оборудован системой отопления и вытяжной вентиляции. СИКН состоит из следующих функциональных блоков:

- блок измерительных линий (БИЛ) в составе двух измерительных линий (ИЛ): одна рабочая ИЛ и одна контрольно-резервная ИЛ;
- блок измерений показателей качества нефти (далее - БИК);
- блок фильтров воздухоотделителя;
- блок системы обработки информации.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи объема жидкости лопастные Smith Meter с Ду от 2" до 16" модели G6 S3 (далее - ТПР)	12749-00
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000, модели OMNI 6000 (далее - ИВК)	15066-01, 15066-09
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	15644-01
Преобразователи плотности и расхода CDM модификации CDM 100P	63515-16
Влагомеры нефти поточные модели LC	16308-02
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02
Датчики давления Метран-55	18375-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Преобразователи измерительные 644, 3144P, 3244MV, модели 3144P	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144, 3244 к датчикам температуры, модели 3144	14683-00
Датчики давления типа 1151 мод. GP, AP, DP, LT и "Smart", модели GP	13849-99
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	22214-01

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего ТПР по контрольно-резервному ТПР, применяемому в качестве контрольного;
- проведение поверки и КМХ ТПР с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК для обеспечения требований ГОСТ 2517 - 2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Заводской номер, состоящий из трех цифр, наносится на табличку, установленную на стене технологического блока СИКН (Рисунок 1), а также на титульный лист инструкции по эксплуатации, печатным методом.

Установка пломб со знаком поверки на СИКН не предусмотрена.

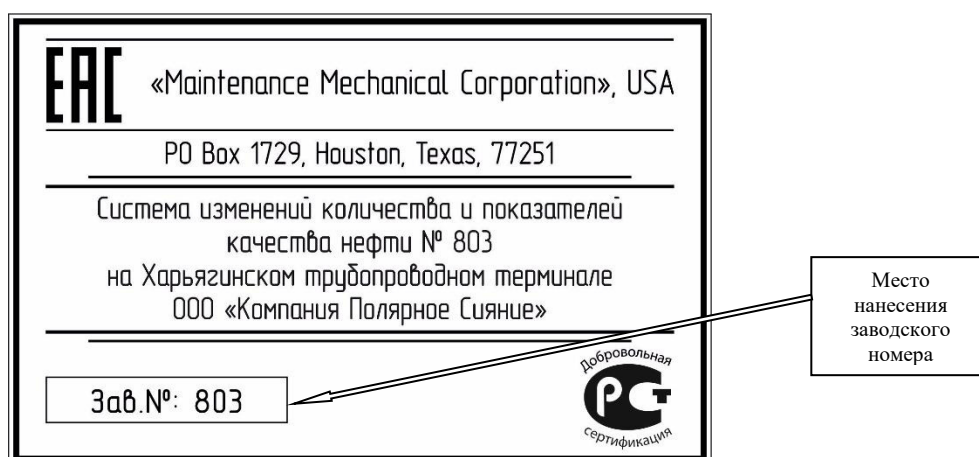


Рисунок 1 – Табличка с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и компьютерах автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, реализованного на базе комплекса ПО верхнего уровня «Форвард», и обеспечивает реализацию функций СИКН. Идентификационные данные ПО СИКН указаны в таблице 2. Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК (основной)	ИВК (резервный)	АРМ оператора (основное, резервное)
Идентификационное наименование ПО			«Форвард»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	24.75.01	24.74.20	3.2
Цифровой идентификатор ПО	EB23	EC3D	–

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН и показатели измеряемой среды приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м³/ч	от 62,0 до 100,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество ИЛ, шт.	2 (одна рабочая, одна контрольно-резервная)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 1,8
Режим работы СИКН	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Показатели измеряемой среды: - температура, °С - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	 от +20 до +75 от 810 до 870 от 10 до 20 1,0 0,05 900 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 803 на Харьягинском трубопроводном терминале ООО «Компания Полярное Сияние»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений количества и показателей качества нефти № 803 на Харьягинском трубопроводном терминале ООО «Компания Полярное Сияние», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.45567.

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 «Компания Полярное Сияние»
(ООО «Компания Полярное Сияние»)

ИНН 8300120014

Юридический адрес: 141201, Московская обл., г.о. Пушкинский, г Пушкино,
ш. Кудринское, д. 6

Телефон: +7 (8182) 65-78-80

Изготовитель

Фирма «Maintenance Mechanical Corporation», США

Адрес: PO Box 1729, Houston, Texas, 77251

Испытательный центр

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

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

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

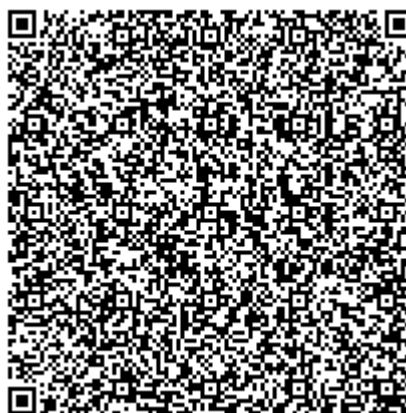
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

ИНН 7809022120

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89138-23

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 330 кВ Завод Ильич

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 330 кВ Завод Ильич (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в ЦСОД;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ Завод Ильич.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИВК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергетики.
Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, соответственно.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
33	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 35 кВ, 1 С 35, КЛ 35 кВ ф. 15-102	ТПУ 73.41 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 86405-22 ф. А, В, С	ТНР кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
34	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 35 кВ, 2 С 35, КЛ 35 кВ ф. 15-202	ТПУ 73.41 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 86405-22 ф. А, В, С	ТНР кл.т. 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
35	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-101	ТПУ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТНР кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТНР кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-104	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
40	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-106	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
41	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-107	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
42	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-109	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
43	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-110	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-111	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
45	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-112	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
46	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-113	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
47	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-114	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
48	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-115	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
49	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-116	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
50	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-117	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
51	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-118	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
52	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-119	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
53	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-120	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
54	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-121	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
55	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-122	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
56	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-124	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
57	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-125	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
59	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-127	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
62	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 1СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-130	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
65	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-203	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
67	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-205	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
68	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-206	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
69	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-208	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТJP кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
70	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-209	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
71	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-210	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
72	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-211	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
74	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-213	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
75	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-214	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
77	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-216	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
78	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-217	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
79	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-218	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
80	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-219	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
81	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-220	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
82	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-221	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/ СТВ-01, рег. № 49933-12
83	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-223	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
84	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-224	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
86	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-226	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
89	ПС 330 кВ Завод Ильич, ЗРУ 6 кВ №1, 2СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф. 15-229	ТПУ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 51368-12 ф. А, В, С	ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С ТЈР кл.т. 0,5 $K_{TH} = (6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 51401-12, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
184	ПС 330 кВ Завод Ильич, РУ-0,23 кВ, ТШ "Ленэнерго" №1	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	RTU-327, рег. № 41907-09/СТВ-01, рег. № 49933-12
185	ПС 330 кВ Завод Ильич, РУ-0,23 кВ, ТШ "С.К.И." №1	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	
186	ПС 330 кВ Завод Ильич, РУ-0,23 кВ, ТШ "ОДУ СЗ"	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с
1	2	3	4	5
33; 35; 38; 40-57; 59; 62; 65; 67-72; 74; 75; 77-84; 86; 89	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,1 4,0	5
34	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,9 2,8	
184-186	Активная	0,6	1,7	
	Реактивная	1,1	3,4	

Продолжение таблицы 3

Примечания
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 33-35; 38; 40-57; 59; 62; 65; 67-72; 74; 75; 77-84; 86; 89; 184-186 от + 15 до + 30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	46
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счётчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8, емк. от -25 до +40 от - 40 до +65 от -20 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 72 100000 24 45000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПУ 73.41	6
Трансформаторы тока	ТПУ	123

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	TJP	18
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	46
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Информационно-вычислительный комплекс	АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Паспорт-Формуляр	ФЭМ-22-01.ФО	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 330 кВ Завод Ильич», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

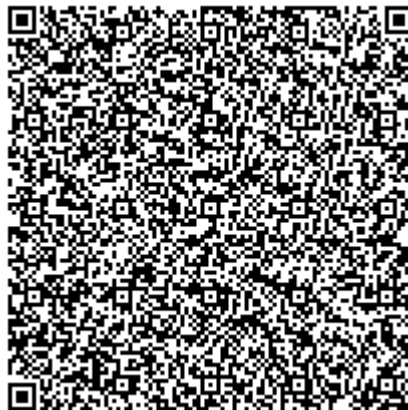
ИНН 7722844084

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89139-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЛЪЯНС» ТОК «Селектика»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЛЪЯНС» ТОК «Селектика» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают 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 (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 посредством каналобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/РП отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1153) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

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	УССВ		Основ- ная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	ТП ООО Альянс 10 кВ, РУ-10 кВ, Луч А 10 кВ	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НОЛ.08 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,3
2		ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НОЛ.08 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 3345-04	Меркурий 234 ART-00 Р Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		реактивная	±2,8	±7,4
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, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -45 до +75 °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 УССВ на аналогичные 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
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 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 $\cos \varphi$ - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +50 от –45 до +75 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	6
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART-00 P	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1153 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 «АЛЪЯНС» ТОК «Селектика», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГРИНН энергосбыт»

(ООО «ГРИНН энергосбыт»)

ИНН 4632116134

Юридический адрес: 305000, Курская обл., г. Курск, ул. Ватутина, д. 25, лит. А

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

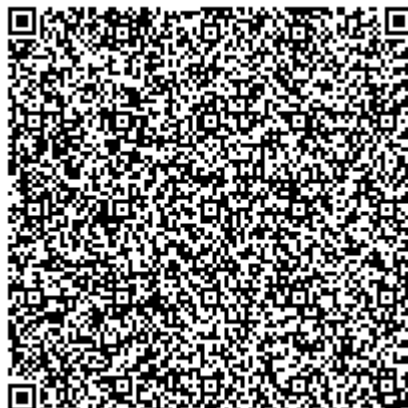
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89140-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блескомеры фотоэлектрические БФ

Назначение средства измерений

Блескомеры фотоэлектрические БФ (далее блескомеры) предназначены для измерения блеска при углах освещения/наблюдения 20°/20°, 60°/60°, 85°/85° направленного светового потока поверхности лакокрасочных и эмалированных покрытий, керамики, плёнок, твёрдых пластиков и других поверхностей в видимой области спектра с целью количественной оценки зрительного восприятия человеческим глазом степени блеска указанных покрытий и других поверхностей.

Описание средства измерений

Блескомер выполнен в виде моноблока, в корпусе которого расположены источник света с оптическим коллиматором, дающий параллельный пучок света, узел фотоприемника, аналого-цифровой преобразователь, схемы стабилизации питания и усиления фототока приемника излучения с органами регулировки. В комплект каждого блескомера входит установочная (настроечная) мера блеска поверхности, предназначенная для настройки или проверки настройки блескомера перед использованием.

Оптические оси всех оптических элементов размещены в одной плоскости, перпендикулярной измеряемой поверхности. При этом ось источника света расположена под углом 20° (или 60°, или 85°) от нормали к измеряемой поверхности.

Узел фотоприемника блескомера, ось которого также расположена под углом 20° (или 60°, или 85°) от нормали к измеряемой поверхности, включает в себя фотодиод и коллимирующую систему.

Принцип действия блескомеров основан на фотоэлектрическом методе измерения интенсивности отражённого светового потока.

К данному типу блескомеров фотоэлектрических БФ относятся следующие модификации: БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-МРАМОР; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-20-60-85; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М; БФ-60/60-В7; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД.

Модификации отличаются друг от друга метрологическими и техническими характеристиками, геометрией освещения/наблюдения, размерами и формой измеряемого участка, а также материалом, из которого изготовлен корпус блескомера.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на прибор, а также на установочную (настроечную) меру блеска поверхности, методом лазерной гравировки, методом печатной литографии или типографским способом на самоклеящуюся табличку и имеет буквенно-цифровое обозначение.

Общий вид блескомеров приведен на рисунках 1 – 7.

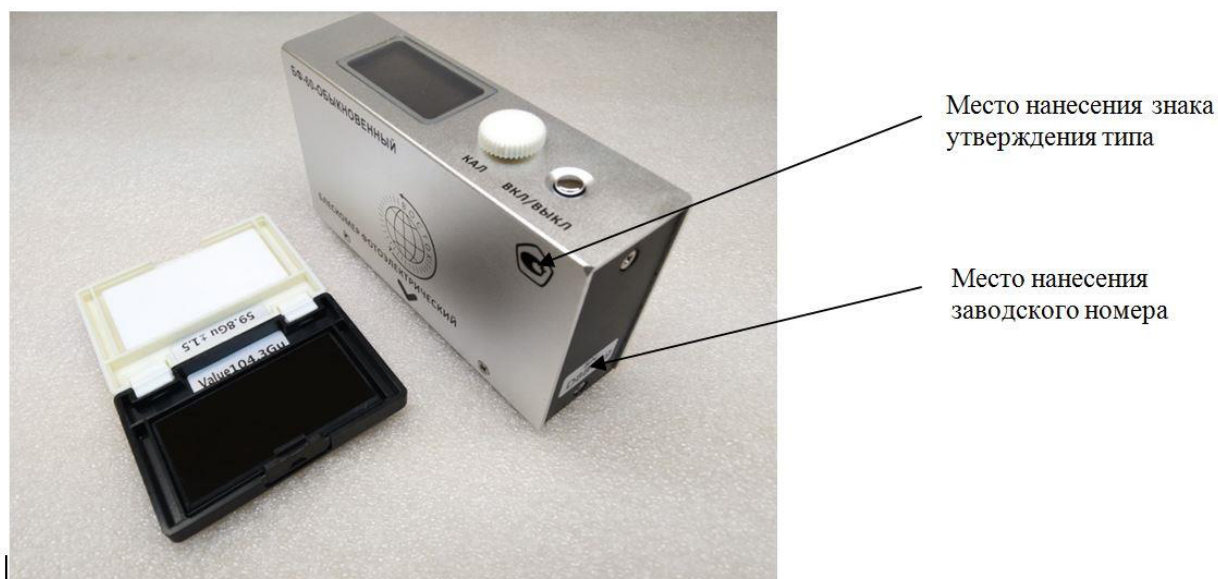


Рисунок 1- Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификаций БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ, БФ-60-МРАМОР, БФ-60-КРИВИЗНА

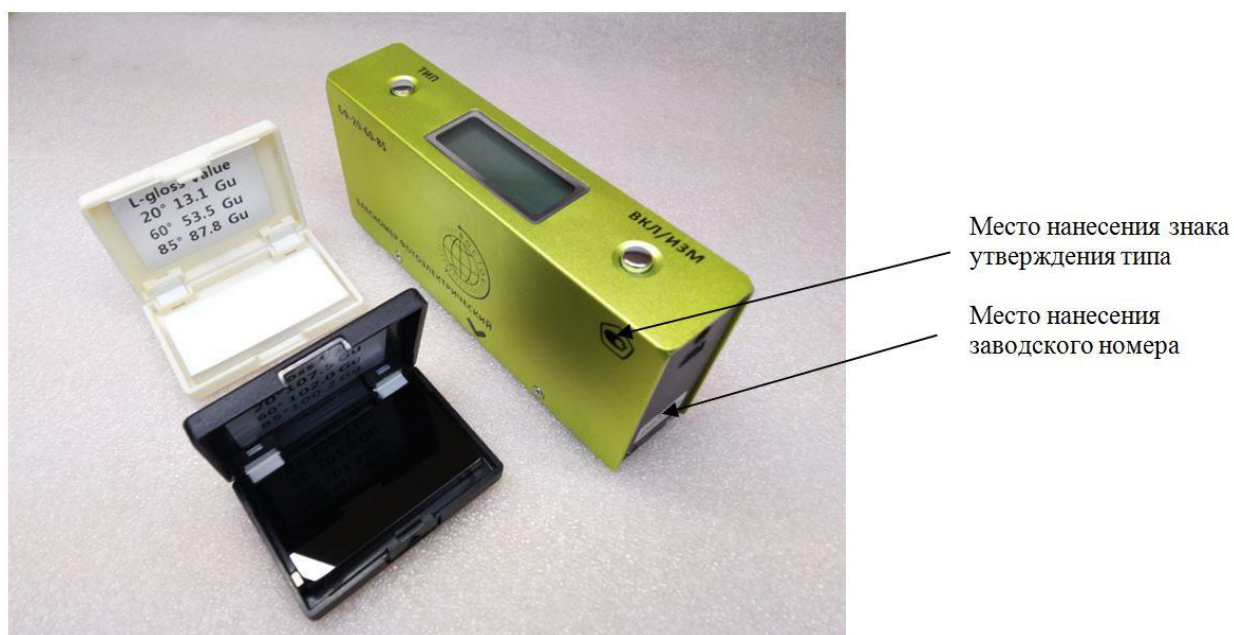


Рисунок 2 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификации БФ-20-60-85

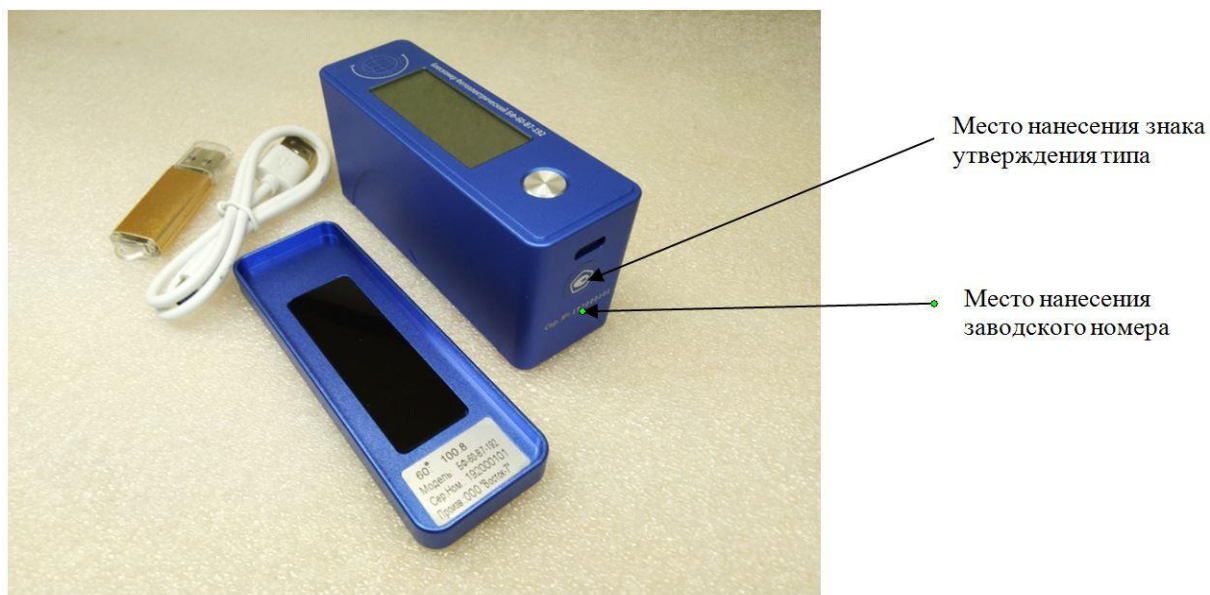


Рисунок 3 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификаций БФ-60-В7-192, БФ-60-В7-193

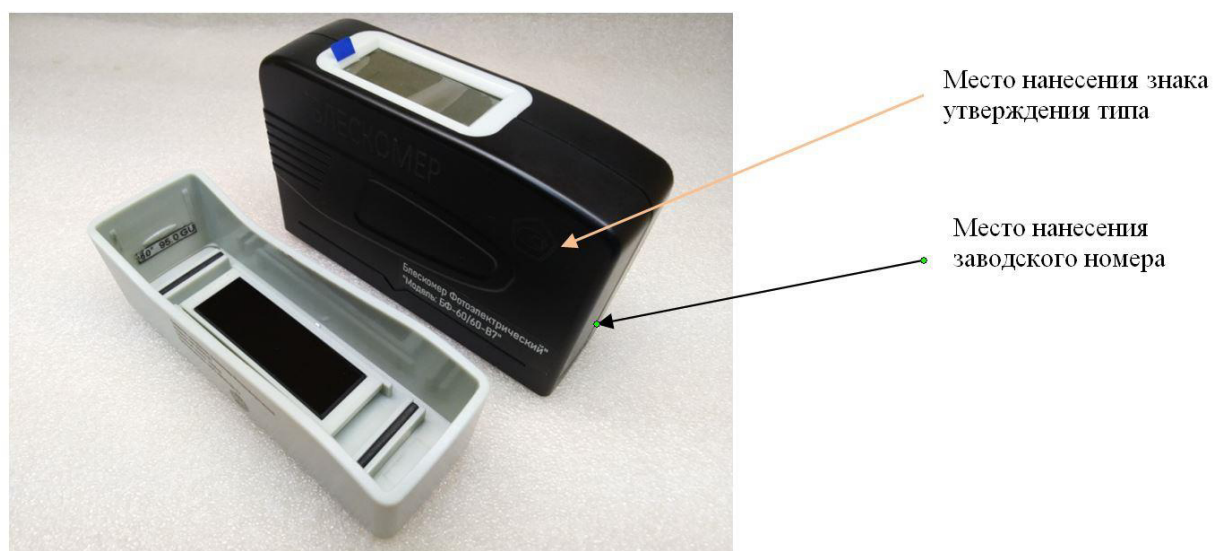


Рисунок 4 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификации БФ-60/60-В7



Место нанесения знака
утверждения типа



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 5 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификаций БФ-60-В7-60Н, БФ-60-В7-60М, БФ-20-60-85-В7-268НД, БФ-20-60-85-В7-268Н



Рисунок 6 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификации БФ-20-60-85-В7-268

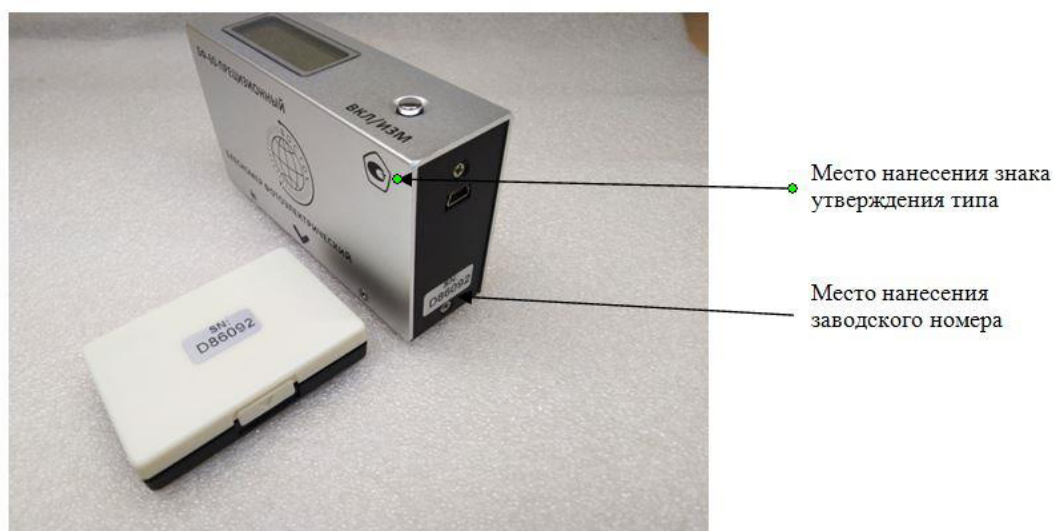


Рисунок 7 - Общий вид блескомеров фотоэлектрических модификации БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ.

Пломбировка блескомеров не предусмотрена.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) идентифицируется в зависимости от модификации блескомера. ПО управляет работой блескомера, отображает результаты измерений, обрабатывает, передает и хранит полученные данные.

Внешнее ПО является метрологически не значимым, устанавливается на ПК и предназначено для отображения измеренных значений и генерации отчетов.

Встроенное ПО является метрологически значимым и предназначено для сбора, обработки и передачи полученных значений измерений по интерфейсу связи RS-485.

Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные защищены от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств. Конструктивно блескомеры имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

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

Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров приведены в таблицах 1-5.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров фотоэлектрических БФ модификаций БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ, БФ-60-МРАМОР, БФ-60-КРИВИЗНА

Идентификационные данные (признаки)	Встроенное ПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	отсутствует	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1.0	отсутствует
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует	отсутствует

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров фотоэлектрических БФ модификаций БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ, БФ-20-60-85

Идентификационные данные (признаки)	Встроенное ПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	отсутствует	MyGloss
Номер версии (идентификационный номер) ПО	отсутствует	не ниже v.2.0
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует	B72C492B

Таблица 3 - Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров фотоэлектрических БФ модификаций БФ-60-B7-192, БФ-60-B7-193

Идентификационные данные (признаки)	Встроенное ПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	отсутствует	LS_GlossMeter
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.2	не ниже v1.2
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует	E0873EAF

Таблица 4 - Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров фотоэлектрических БФ модификаций БФ-60-B7-60Н, БФ-60-B7-60М, БФ-20-60-85-B7-268Н, БФ-20-60-85-B7-268НД

Идентификационные данные (признаки)	Встроенное ПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	отсутствует	GQC6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	отсутствует	не ниже v.1.0
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует	11F04E17

Таблица 5 - Идентификационные данные программного обеспечения блескомеров фотоэлектрических БФ модификаций БФ-20-60-85-B7-268, БФ-60/60-B7

Идентификационные данные (признаки)	Встроенное ПО	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	отсутствует	GQC6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.9.	не ниже v.1.0
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует	11F04E17

Метрологические и технические характеристики

Таблица 6 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений, единиц блеска - модификации БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-МРАМОР; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М - модификация БФ-60/60-В7 - модификации БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД	от 2,0 до 100,0 от 3,0 до 100,0 от 4,0 до 100,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, единиц блеска - модификации БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-МРАМОР; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М - модификация БФ-60/60-В7 - модификации БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД	±2,0 ±3,0 ±4,0
Дискретность показаний, единиц блеска - БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М; БФ-60/60-В7; БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД - БФ-60-МРАМОР	0,1 1

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Геометрия освещения/наблюдения: - модификации БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М; БФ-60/60-В7; БФ-60-МРАМОР - модификации БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД	60°/60° 20°/20°, 60°/60° и 85°/85°
Параметры электрического питания: - модификации БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-МРАМОР; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60/60-В7; БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268 (элемент питания АА), В - модификации БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М (встроенный литиевый аккумулятор), В	1,5 3,7
Потребляемая мощность, В·А, не более	5
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	160×95×85
Габаритные размеры в упаковке (длина × ширина × высота), мм, не более	300×250×95
Масса, г, не более	400
Масса в упаковке, г, не более	1100
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более	от 0 до +40 85

Знак утверждения типа

наносится на корпус блескомера методом лазерной гравировки или методом печатной литографии, а также наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блескомер фотоэлектрический	БФ-60-ОБЫКНОВЕННЫЙ; БФ-60-МРАМОР; БФ-60-КРИВИЗНА; БФ-60-ПРЕЦИЗИОННЫЙ; БФ-60/60-В7; БФ-20-60-85; БФ-20-60-85-В7-268; БФ-20-60-85-В7-268Н; БФ-20-60-85-В7-268НД; БФ-60-В7-192; БФ-60-В7-193; БФ-60-В7-60Н; БФ-60-В7-60М	1 шт. (по заказу)
Установочная (настроечная) мера блеска поверхности	-	1 компл.
Тканевая протирачная салфетка из микрофибры	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Защитный чехол-держатель	-	1 шт.*
CD диск с программным обеспечением и USB кабель	-	1 компл.*
Установочная (настроечная) мера блеска поверхности (дополнительная)	-	(по заказу)
Элемент питания (аккумулятор или батарея)	тип АА	(по заказу)
Руководство по эксплуатации	РЭП.БЛ.13.2023	1 экз.
* - только для отдельных модификаций согласно техническим характеристикам		

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в главе 5 «Процедура измерения и калибровки» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 ноября 2018 г. № 2516 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений координат цвета и координат цветности, белизны, блеска»;

ГОСТ 31975-2017 (ISO 2813:2014) Материалы лакокрасочные. Метод определения блеска лакокрасочных покрытий под углом 20°, 60° и 85°;

ТУ 26.51.66.190-002-11548758-2021 Блескомеры фотоэлектрические БФ. Технические условия.

Правообладатель

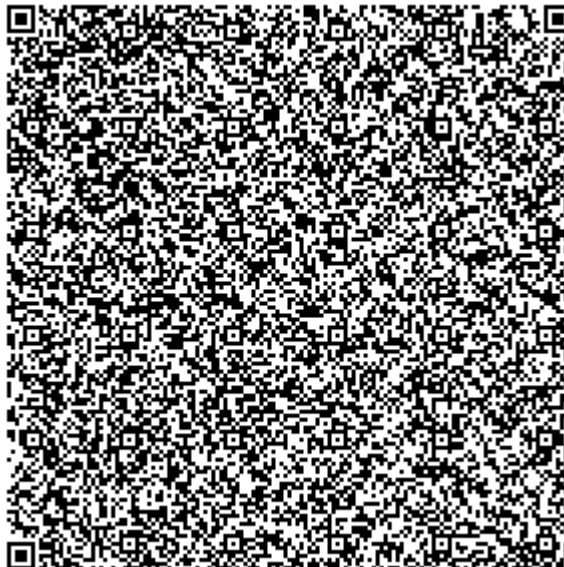
Общество с ограниченной ответственностью «ВОСТОК-7»
(ООО «ВОСТОК-7»)
ИНН 7717734230
Юридический адрес: 129626, г. Москва, Рижский пр-д, д. 5, к. 137
Телефон/факс: +7 (495) 740-06-12
E-mail: info@vostok-7.ru
Web-сайт: www.vostok-7.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВОСТОК-7»
(ООО «ВОСТОК-7»)
ИНН 7717734230
Адрес: 129626, г. Москва, Рижский пр-д, д. 5, к. 137
Телефон/факс: +7 (495) 740-06-12
E-mail: info@vostok-7.ru
Web-сайт: www.vostok-7.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 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89141-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки тахометрические низкооборотные УТН 1

Назначение средства измерений

Установки тахометрические низкооборотные УТН 1 (далее – установки) предназначены для воспроизведения (измерений) частоты вращения и угловых перемещений при проведении испытаний и входном контроле средств измерений частоты вращения.

Описание средства измерений

Конструктивно установки состоят из двух блоков – блока управления и устройства воспроизведения вращения, соединенных друг с другом кабелями.

Принцип действия установок заключается в передаче значения частоты вращения или углового перемещения, воспроизводимого выходным валом устройства воспроизведения вращения контактными и бесконтактными средствами измерения частоты вращения и средствами измерения угловых перемещений. Устройство воспроизведения вращения имеет два рабочих положения: вертикальное и горизонтальное. Сопряжение исследуемых средств измерений частоты вращения с установкой осуществляется с применением установочных приспособлений, требования к которым приведены в руководстве по эксплуатации СДАИ.441439.024РЭ. Выходной вал устройства воспроизведения вращения имеет коническое посадочное отверстие для установки приспособлений, имеющих конический хвостовик типа конус Морзе 5 АТ7 ГОСТ 25557-2016, с фиксацией приспособления при помощи четырех винтов М6, устанавливаемых в резьбовые отверстия, расположенные на торце вала. Установки обеспечивают возможность применения установочных приспособлений, оснащенных коническим инструментальным хвостовиком типа конус Морзе 4 АТ7 ГОСТ 25557-2016 с резьбовым отверстием М16, через вал-переходник СДАИ.303788.005.

Управление воспроизведением частоты вращения или углового перемещения осуществляется при помощи сенсорного экрана, расположенного на передней панели корпуса блока управления.

Установки не имеют модификаций.

Знак поверки в виде оттиска клейма или наклейки с изображением знака поверки может наноситься на свободном от надписей пространстве на лицевой панели блока управления (на рисунке 1 указано возможное место нанесения), заводской номер, год изготовления средства измерений, выполняется способом буквенно-цифрового нанесения методом лазерной гравировки на таблички, закрепленные на передних стенках блока управления и устройства воспроизведения вращения.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.

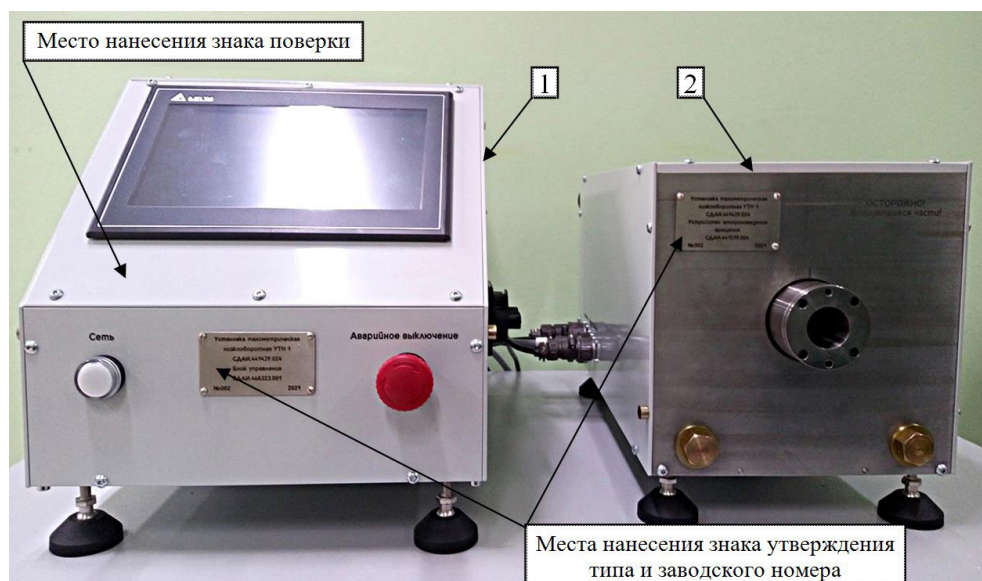


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений (вид спереди)
1 – Блок управления; 2 – Устройство воспроизведения вращения

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена путем установки мастичных пломб на винтах крепления боковых панелей корпусов устройства воспроизведения вращения и блока управления.

Схема пломбирования установки от несанкционированного доступа приведена на рисунке 2.

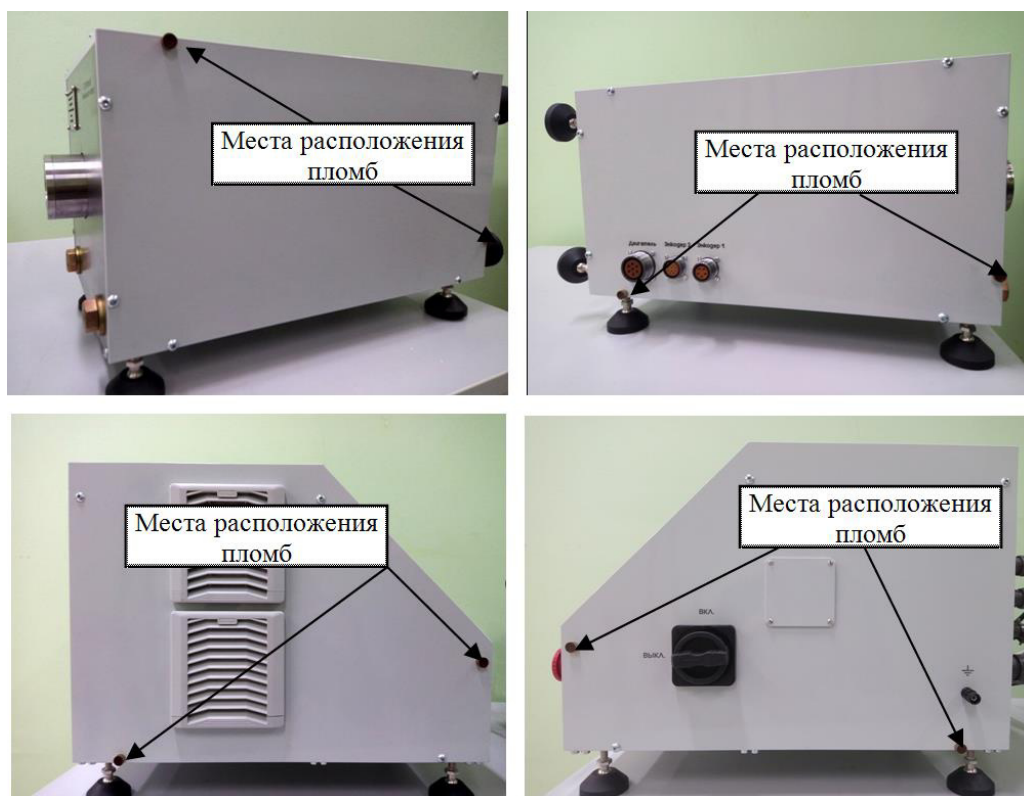


Рисунок 2 - Схема пломбирования установки от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Установка работает под управлением программного обеспечения 783.00563, которое осуществляет управление движением вала установки в соответствии с заданными значениями величин, обработку данных от встроенных датчиков, расчет значений воспроизводимых величин, задание режимов работы установки, задание значений воспроизводимых величин, отображение текущего значения воспроизводимой величины.

Программное обеспечение 783.00563 недоступно для изменения вне заводских условий без использования специального оборудования производителя. Доступ к сервисным функциям программного обеспечения ограничен буквенно-цифровым паролем. Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	783.00563
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Защита программного обеспечения установки от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствуют уровню «высокий» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные методы защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого программного обеспечения и измеренных (вычисленных) данных. Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон воспроизведения частоты вращения, об/мин	от 3 до 10
Пределы допускаемой, приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений частоты вращения, %	$\pm 0,05$
Диапазон воспроизведения угловых перемещений, ... °	от 0 до 360
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений угловых перемещений при доверительной вероятности 0,95, ... //	± 5

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С; – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	25 ± 10 55 ± 15 100 ± 5
Габаритные размеры в сборе, мм, не более: – блок управления (длина×ширина×высота) – устройство воспроизведения вращения (длина×ширина×высота)	$510 \times 380 \times 400$ $560 \times 285 \times 330$
Масса, кг, не более: – блок управления – устройство воспроизведения вращения	20 40

Знак утверждения типа

наносится в левом нижнем углу табличек, закрепляемых на передних стенках блока управления и устройства воспроизведения вращения (рисунок 1) методом лазерной гравировки, и титульных листах эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка тахометрическая низкооборотная	СДАИ.441439.024	1 шт.;
Паспорт	СДАИ.441439.024ПС	1 экз.;
Руководство по эксплуатации	СДАИ.441439.024РЭ	1 экз.;
Инструкция по входному контролю	СДАИ.441439.024И11	1 экз.;
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Установка тахометрическая низкооборотная УТН 1. Руководство по эксплуатации СДАИ.441439.024РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Установка тахометрическая низкооборотная УТН 1. Технические условия. СДАИ.441439.024ТУ;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла» (изм. приказом Росстандарта от 29 апреля 2019 г. № 1018).

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений» (АО «НИИФИ»)
ИНН 5836636246
Юридический адрес: 440026, Пензенская обл., г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10
Телефон (факс): (8412) 56-55-63, 55-14-99
E-mail: info@niifi.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений» (АО «НИИФИ»)
ИНН 5836636246
Адрес: 440026, Пензенская обл., г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10
Телефон: +7(8412) 56-55-63
Факс: +7(8412) 55-14-99
E-mail: info@niifi.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений» (АО «НИИФИ»)

ИНН 5836636246

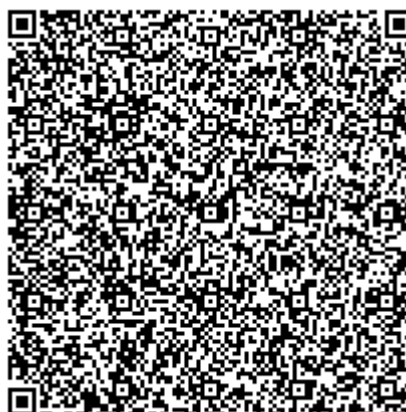
Адрес: 440026, Пензенская обл., г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10

Телефон: +7(8412) 56-55-63

Факс: +7(8412) 55-14-99

E-mail: info@niifi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30146-2014.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89142-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары (танки) стальные прямоугольные несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528

Назначение средства измерений

Резервуары (танки) стальные прямоугольные несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 предназначены для хранения и перевозки нефти и нефтепродуктов, проведения государственных учетных и торговых операций, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на измерении объема нефтепродукта, в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары (танки) стальные прямоугольные несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 представляют собой стальные сосуды прямоугольной формы с вертикальными, непроницаемыми продольными и поперечными переборками (стенками). Переборки представляют собой обшивку из листовой стали, подкрепленную силовым набором. Продольные и поперечные переборки образуют пояса танка.

Танки отделены от наружной обшивки наливного судна. Погрузка и выгрузка нефтепродуктов производится закрытым способом. Трубы для подвода и отвода нефтепродуктов изготовлены таким образом, что при измерениях уровня жидкости исключена возможность притока или вывода жидкости произвольным образом.

Танки оборудованы носовым и кормовым замерными устройствами в виде измерительных труб с измерительными втулками, имеющих бронзовые пробки. Танки имеют газоотводную систему, состоящую из газоотводного стояка с верхним огневым предохранителем, гидравлического дыхательного клапана; системы водо-пенотушения и системы орошения.

Идентификация резервуаров (танков) стальных прямоугольных несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 осуществляется по заводским номерам (по технологической схеме): 11, 12, 21, 22, 31, 32, 41, 42, нанесенным на верхнюю стенку резервуара методом окраса. Пломбирование не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 представлен на рисунке 1. Схематичное расположение танков, заводские номера (по технологической схеме) 11, 12, 21, 22, 31, 32, 41, 42 на палубе несамоходного нефтеналивного судна МН-2528 представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 (вид с бока)

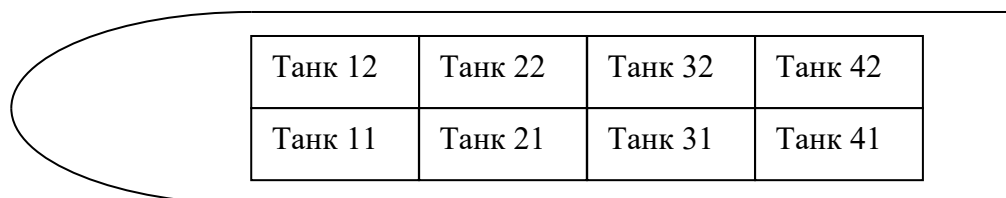


Рисунок 2 – Схематичное расположение танков на палубе несамоходного нефтеналивного судна МН – 2528 (вид сверху)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

[illegible]

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение							
Заводской номер (по технологической схеме)	11	12	21	22	31	32	41	42
Габаритные размеры:								
- длина, мм	19717	19783	19768	19769	19809	19798	18500	18505
- ширина, мм	6769	6196	6811	6218	6779	6253	6782	6272
- высота, мм	3270	3270	3270	3270	3270	3270	3270	3270
Средний срок службы, лет, не менее	30							
Рабочие условия эксплуатации:								
- температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +35							
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Несамостоятельное наливное судно	МН – 2528	1 шт.
Резервуары (танки) стальные прямоугольные	зав. №№ 11, 12, 21, 22, 31, 32, 41, 42	8 шт.
Паспорта на танки стальные прямоугольные	-	8 экз.
Градуировочная таблица	-	8 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общие сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к танкам стальным прямоугольным

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в поток, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Осетровский речной порт Ленского пароходства (изготовлены в 1983 г.)
Адрес: г. Усть-Кут

Изготовитель

Осетровский речной порт Ленского пароходства (изготовлены в 1983 г.)
Адрес: г. Усть-Кут

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр»
(ООО «Метрологический центр»)

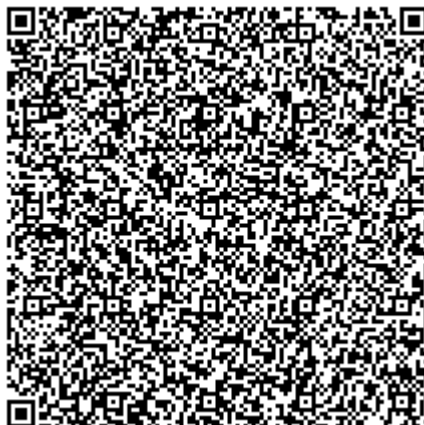
Почтовый адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, а/я 326

Юридический адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, 33-й мкр., д. 1, оф. 53

Телефон: +7 (3955) 61-00-33

E-mail: metrolog.irk@yandex.ru

Номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312397.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89143-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные Варг

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные Варг предназначены для измерений параметров многофазных потоков: массового расхода нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) и газового конденсата, массового расхода нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) и газового конденсата без учёта воды, объемного расхода свободного и растворенного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, в системе добычи, сбора, распределения и транспортировки нефтегазоводяной смеси, газового конденсата и попутного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Расходомер многофазный Варг (далее – расходомер) является изделием, позволяющим определять параметры многофазного потока флюида, протекающего в композитной секции, без его предварительной сепарации.

Для определения параметров среды используется рентгеновское излучение, которое генерируется излучателем, основанным на рентгеновской трубке. После прохождения излучения через измеряемый поток, излучение фиксируется и обрабатывается средствами блока детектирования. Обработка полученных данных и формирование финальных результатов производится в блоке вычислителя.

При прохождении через исследуемый поток, интенсивность рентгеновского излучения снижается. Система детектирования фиксирует интенсивность излучения после прохождения потока в двух энергетических диапазонах – низкоэнергетическом (ниже 40 кэВ) и высокоэнергетическом (выше 50 кэВ). По полученным данным вычислитель рассчитывает коэффициенты затухания излучения в обоих диапазонах энергий и решает систему уравнений Бугера-Ламберта-Бера, с помощью которой вычисляется обводненность потока.

После определения обводненности система детектирования делает высокоскоростные последовательности снимков исследуемого потока. По анализу перемещение неоднородностей потока между снимками определяется линейная скорость потока.

Комбинируя линейную скорость потока с измеренной обводненностью, рассчитываются объемные и массовые расходы фракций смеси.

Расходомер состоит из следующих узлов: блок излучателя, блок детектирования, композитная секция, средства измерений давления и температуры с системой импульсных трубок, система защиты от ионизирующего излучения (далее - Излучение), несущая конструкция, система термостабилизации, рабочее место оператора и средства обеспечения связи (опционально).

Заводской номер расходомеров наносится ударным способом на табличку, которая крепится на боковой поверхности блока детектирования. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Общий вид расходомера и место обозначения заводского номера приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Все узлы Расходомера (блок детектирования, блок излучателя, рентгензащита) пломбируются на заводе-изготовителе. Схема пломбировка от несанкционированного доступа показана на рисунке 2.

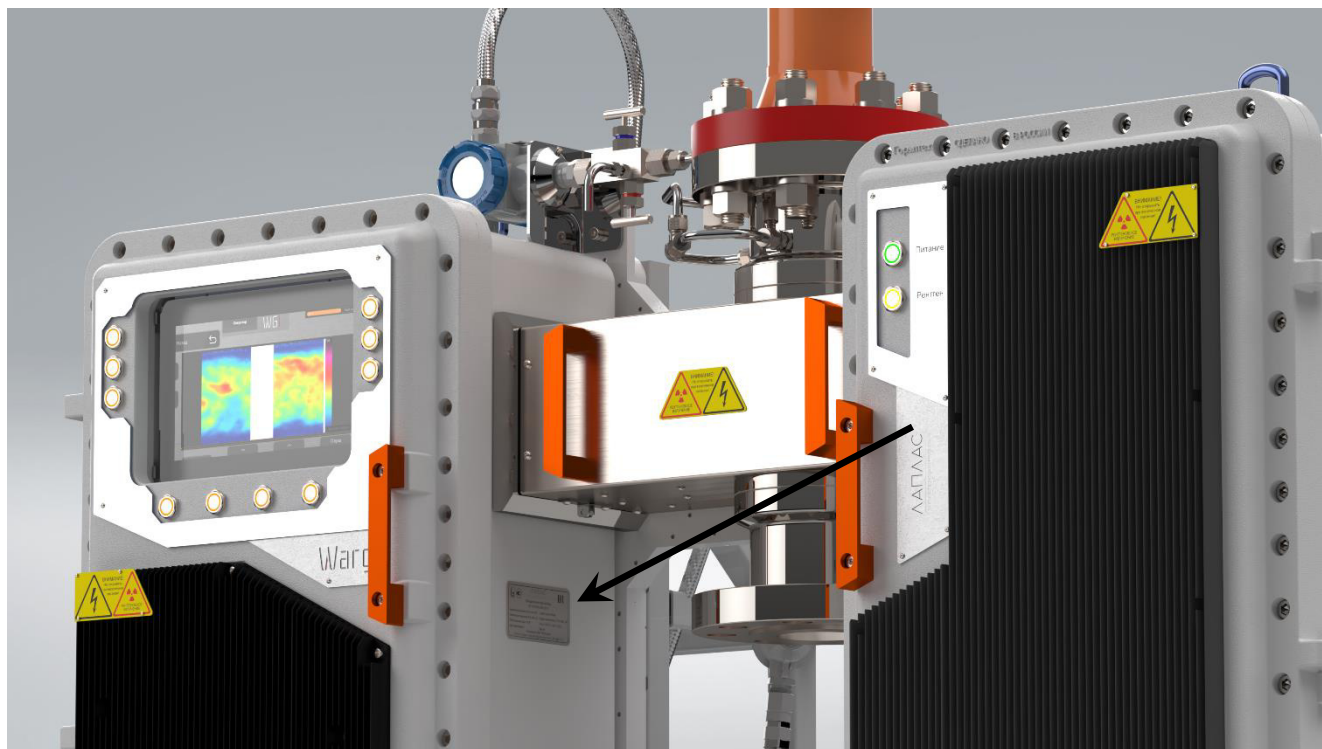


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров и место обозначения заводского номера

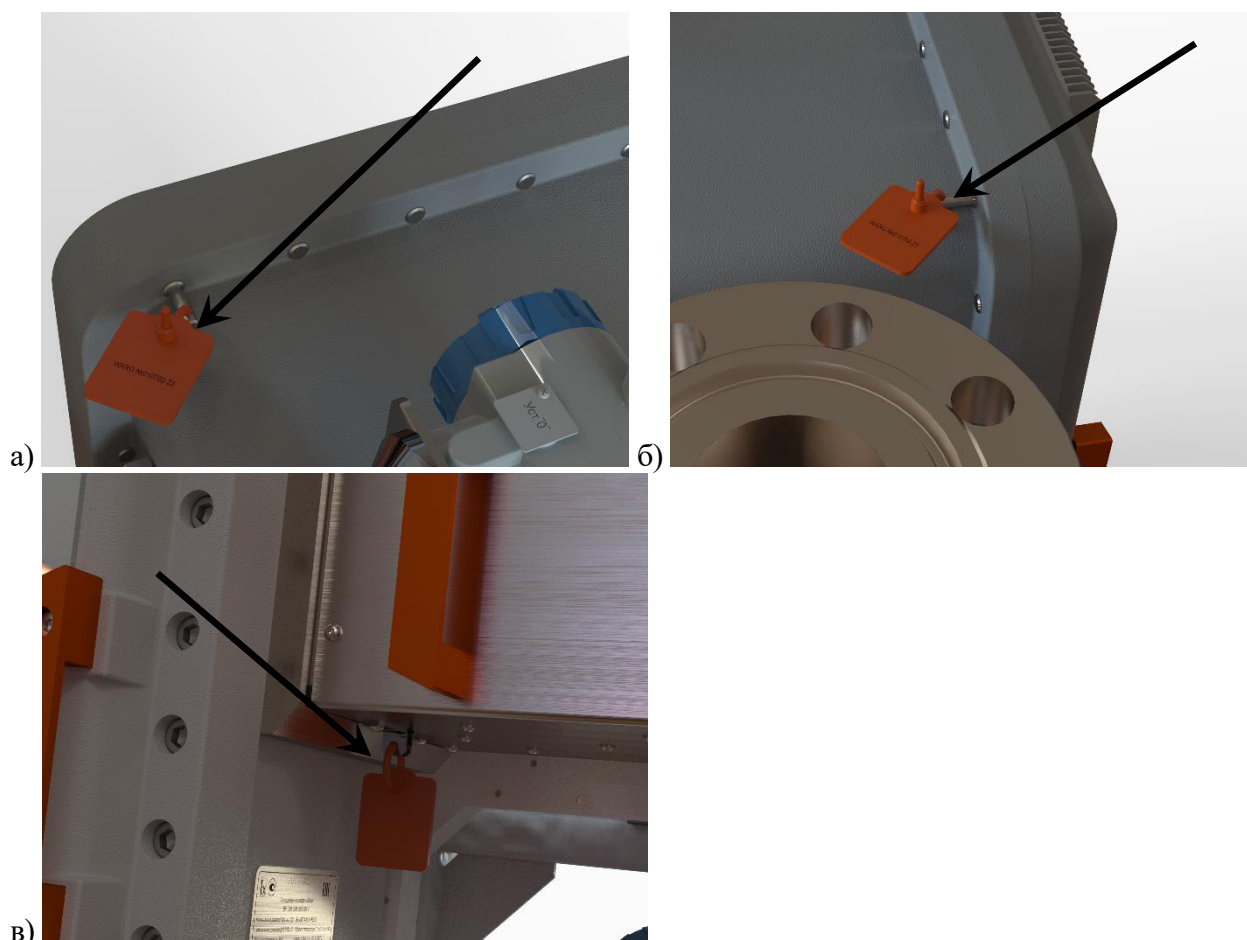


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа: блока детектирования (а), блока рентгена (б) и рентгензащиты (в)

Структура записи условного обозначения расходомеров, в зависимости от типоразмера и варианта исполнения:

Таблица 1 - Структура записи условного обозначения

<i>Варг</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>XX</i>	-	<i>ВГ.030.000.000.00 ТУ</i>
<i>1</i>		<i>2</i>		<i>3</i>		<i>4</i>		<i>5</i>		<i>6</i>		<i>7</i>		<i>8</i>		<i>9</i>

Расшифровка условного обозначения:

- 1 – название расходомера;
- 2 – номинальный диаметр DN соединительных трубопроводов, мм (таблица 4);
- 3 – номинальное давление PN, МПа (таблица 4);
- 4 – условный диаметр горловины композитной секции, мм (таблица 4);
- 5 – пропускная способность по массовому расходу жидкой смеси, т/сут;
- 6 – исполнение для объемного содержания сероводорода в газе: не более 2 % (C1), не более 6 % (C2), более 6 % (C3);
- 7 – минимальная температура измеряемой газо-жидкостной смеси: не менее минус 5 °С (T1), не менее минус 30 °С (T2);
- 8 – необходимость проведения испытаний частей Расходомера, контактирующих с рабочей средой, в соответствии с СТ ЦКБА 052-2008: да (И), нет (-);
- 9 – название технических условий.

Пример условного обозначения Расходомера с номинальными диаметрами присоединительных трубопроводов 80 мм, условным диаметром горловины композитной секции 57 мм, рабочим давлением 6,3 МПа, максимальным массовым расходом жидкой смеси 3800 т/сут, измеряющего параметры среды с содержанием сероводорода в газе не более 2 % и температурой не менее минус 5 °С. При отгрузке предоставляются протоколы испытаний частей Расходомера, контактирующих с рабочей средой, в соответствии с СТ ЦКБА 052-2008:

Варг-80-6,3-57-3800-С1-Т1-И-ВГ.030.000.000.00 ТУ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомеров осуществляет управление функциями расходомеров, собирает и обрабатывает получаемые данные и передает их в системы верхнего уровня.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	LibWarg
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	15BD

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики расходомеров, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/сут*	от 1 до 5800
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м³/сут*	от 2,4 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % - от 0 % до 70 % - св. 70 % до 95 % - св. 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
* Указаны значения для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указываются в паспорте.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь

	(нефть, вода, газ, газовый конденсат)
--	---------------------------------------

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение		
Условный диаметр горловины композитной секции, мм	35	57	71
Номинальные диаметры DN присоединительных трубопроводов, мм (в зависимости от исполнения)	от 50 до 150	от 80 до 150	от 100 до 150
Минимальное избыточное давление линии, МПа	0,4		
Номинальное давление, МПа (в зависимости от исполнения)	от 4,0 до 25,0		
Температура рабочей среды, °С	от -5 до +121 (исполнение Т1) от -30 до +121 (исполнение Т2)		
Кристаллизация пластовой воды	не допускается (исполнение Т1) допускается (исполнение Т2)		
Содержание объемной доли воды в сырой нефти (обводненность, WLR), % об.	от 0,01 до 99,99		
Объемная доля газа в линии (газосодержание, GVF), % об.	от 0,1 до 95		
Объемное содержание сероводорода в газе, %	не более 2 (исполнение С1) не более 6 (исполнение С2) более 6 (исполнение С3)		
Диапазон плотности скважинной жидкости в стандартных условиях, кг/м ³	от 600 до 1300		
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,25		
Напряжение питания от сети переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃		
Частота переменного тока, Гц	50±1		
Температура окружающего воздуха при эксплуатации, °С	от -20 до +40		
Температура окружающего воздуха при хранении, °С	от -20 до +50		
Максимальная потребляемая мощность, кВт	Импульсная	3,0	3,0
	Средняя	1,0	1,0
Средний назначенный срок службы, лет	20		

Знак утверждения типа

наносится на фирменную табличку, прикрепленную к блоку детектирования расходомера, методом гравировки, и типографским методом на титульном листе паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность расходомера приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность расходомера

Наименование	Обозначение	Количество, шт. (экз.)
Расходомер многофазный Варг	-	1
Паспорт	ВГ.030.000.000.00 ПС	1

Руководство по эксплуатации	ВГ.030.000.000.00 РЭ	1
-----------------------------	----------------------	---

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.12 «Принцип работы Расходомера» документа «Расходомер многофазный Варг. Руководство по эксплуатации» ВГ.030.000.000.00 РЭ.

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»;

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

ВГ.030.000.000.00 ТУ «Расходомеры многофазные Варг. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)

ИНН 1660336601

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственная компания Лаплас» (ООО «НПК Лаплас»)

ИНН 9726022392

Адрес: 115230, г. Москва, ш. Варшавское, д. 46

Телефон: +7 (499) 678-23-04

E-mail: info@laplace.su

Испытательный центр

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

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

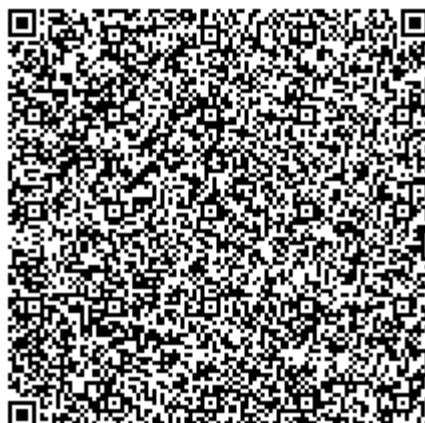
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89144-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи разности давлений измерительные PDS8

Назначение средства измерений

Преобразователи разности давлений измерительные PDS8 (далее – преобразователи) предназначены для непрерывных измерений и преобразования измеренных значений абсолютного и избыточного давления, разности давлений жидкостей и газов, а также избыточного давления-разрежения газов в унифицированный выходной сигнал постоянного тока и (или) цифровой выходной сигнал. Также преобразователи предназначены для расчета и (или) индикации других величин, функционально связанных с измеряемым давлением: расхода, уровня жидкости или пара.

Описание средства измерений

Конструктивно преобразователи состоят из корпуса с крышкой, в котором размещены электронный блок и чувствительный элемент в виде измерительной ячейки.

Принцип действия преобразователей основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента первичного преобразователя (кремниевой мембраны). Измеряемое давление, подаваемое во входную камеру (преобразователи разности давлений и уровня, определяемого по разности давлений, имеют 2 камеры - высокого и низкого давления, разделенные мембраной, изгибающейся в сторону меньшего давления), вызывает деформацию мембраны измерительной ячейки и под действием пьезоэлектрического эффекта происходит изменение сопротивления резистивных элементов, а вследствие этого, изменение выходного электрического сигнала. Электрический сигнал преобразуется аналого-цифровым преобразователем в цифровой код, пропорциональный приложенному давлению. Цифровой код передается на цифровое индикаторное устройство, а также на устройство, формирующее унифицированный выходной сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА совмещенный с цифровым сигналом на базе HART-протокола или цифровой выходной сигнал по протоколам Profibus-PA, Foundation Fieldbus.

Корпус преобразователей имеет возможность поворота на угол до ± 270 градусов.

Преобразователи изготавливаются следующих модификаций: PDS815, PDS843, PDS863, PDS883.

В зависимости от вида измеряемого давления, вида присоединения к процессу и номинальной статической характеристики преобразователи имеют следующие исполнения:

G – преобразователи разности давлений с двумя фланцами и капиллярной линией

A – преобразователи разности давлений и давлений-разрежений с двумя фланцами и капиллярной линией

L – преобразователи разности давлений с верхним пределом измерений до 2 кПа;

M – преобразователи разности давлений

H – преобразователи разности давлений с высоким статическим давлением 42 МПа.

W – преобразователи разности давлений с фланцем, предназначенные для расчета других величин, функционально связанных с измеряемым давлением.

S – преобразователи разности давлений с двумя фланцами и капиллярной линией, предназначенные для расчета других величин, функционально связанных с измеряемым давлением.

Преобразователи имеют различные исполнения, отличающиеся метрологическими и техническими характеристиками; наличием и видами взрывозащиты; наличием дисплея, типами соединений к процессу.

Обозначение исполнения преобразователя приведено в виде буквенно-цифрового кода в паспорте преобразователя и имеет структуру, расшифровка которой приведена в руководстве по эксплуатации на преобразователи.

Общий вид преобразователей представлен на рисунках 1 – 3.

Заводской номер в виде цифрового/буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и латинских букв, наносится способом лазерной гравировки на металлическую табличку, прикрепленную на корпус преобразователя. Изображение места нанесения заводского номера представлено на рисунке 4.

Конструкция преобразователей не предусматривает нанесение на корпус знака поверки.

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей разности давлений измерительных PDS843



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей разности давлений измерительных PDS863, PDS815W



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей разности давлений измерительных PDS883, PDS815S

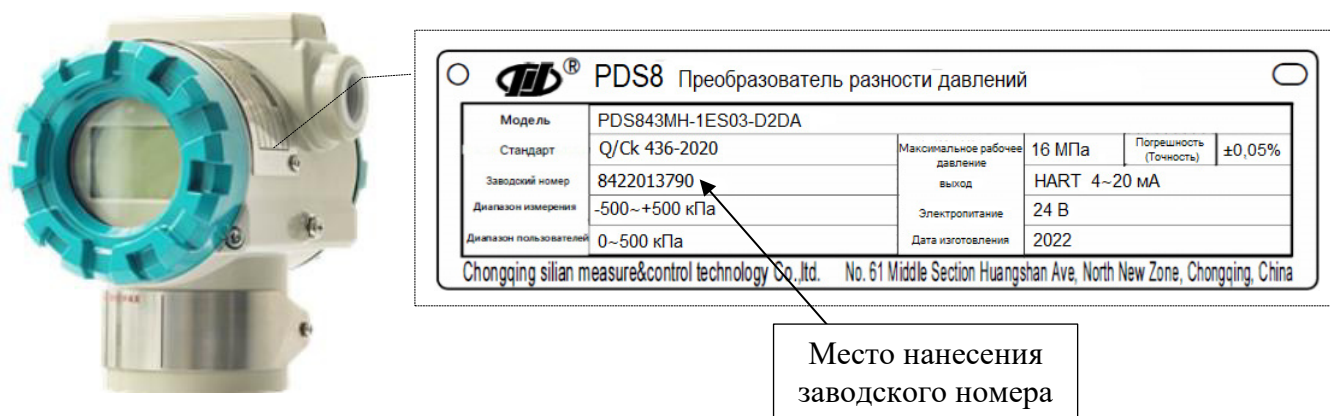


Рисунок 4 – место нанесения заводского номера на преобразователи разности давлений измерительные PDS8

Программное обеспечение

Преобразователи разности давлений измерительные PDS8 имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО).

Встроенное, метрологически значимое, ПО используется для установки и настройки рабочих параметров измерений, передачи результатов измерений, самодиагностики преобразователей; записи и хранения измеренных данных.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию, вследствие этого ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики преобразователя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	HART	Profibus-PA	Foundation Fieldbus
Идентификационное наименование ПО	PDS-H	PDS-P	PDS-F
Номер версии (идентификационный номер) ПО	18X	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	C	D	E	F	G
Максимальный диапазон измерений (ДИ _{макс}): ^{1), 2)} - PDS843M, PDS843H - PDS843L - PDS863W - PDS883G; PDS883A - PDS815W, PDS815S	от -10 до +10 кПа от -2 до 2 кПа от -10 до +10 кПа от -10 до +10 кПа от -10 до +10 кПа	от -100 до +100 кПа от -2 до 2 кПа от -100 до +100 кПа от -100 до +100 кПа от -100 до +100 кПа	от -500 до +500 кПа - от -500 до +500 кПа от -500 до +500 кПа от -500 до +500 кПа	от -0,5 до +3 МПа - от -0,5 до +3 МПа от -0,5 до +3 МПа от -0,5 до +3 МПа	от -0,5 до +14 МПа - от -0,5 до 10 МПа от -0,5 до +14 МПа от -0,5 до 4 МПа
Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, $\pm\gamma$, %: ³⁾ - PDS843M, PDS843H $r \leq 10$ $10 < r \leq 50$ $10 < r \leq 100$ - PDS843L - PDS863W $r \leq 5$ $r \leq 10$ $10 < r \leq 30$	$\pm(0,02+0,03 \cdot r)$ - - 0,1 $\pm(0,02+0,03 \cdot r)$ - -	$\pm 0,05$ $\pm(0,005+0,0045 \cdot r)$ - 0,1 $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,005+0,0045 \cdot r)$	$\pm 0,025$ ⁴⁾ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ - $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,005+0,0045 \cdot r)$	$\pm 0,025$ ⁴⁾ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ - $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,005+0,0045 \cdot r)$	$\pm 0,025$ ⁴⁾ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ $\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$ - $\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,005+0,0045 \cdot r)$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	C	D	E	F	G
- PDS883G $r \leq 5$ $10 < r \leq 30$	$\pm(0,04+0,06 \cdot r)$ -	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$
- PDS883A $r \leq 5$ $r \leq 10$ $10 < r \leq 30$	$\pm 0,1$ - - -	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm 0,1$ -	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,01 \cdot r)$
- PDS815W $r \leq 4$ $r \leq 10$ $10 < r \leq 30$	$\pm(0,04+0,035 \cdot r)$ - -	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,02+0,002 \cdot r)$	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,02+0,002 \cdot r)$	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,02+0,002 \cdot r)$	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$ $\pm(0,02+0,002 \cdot r)$
- PDS815S $r \leq 5$ $r \leq 10$ $10 < r \leq 30$	$\pm(0,04+0,06 \cdot r)$ - -	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,0012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,001 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,001 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm 0,1$ $\pm(0,05+0,001 \cdot r)$
Вариация выходного сигнала, % (от настроен- ного диапазона измере- ний), не более	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	C	D	E	F	G
Пределы допускаемой дополнительной приве- денной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением темпера- туры окружающего воз- духа от нормальной, в диапазоне рабочих тем- ператур, %/28 °C:					
- PDS843M, PDS843H	$\pm(0,06 \cdot r + 0,1)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,1)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,1)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,1)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,1)$
- PDS843L	$\pm(0,12 \cdot r + 0,2)$	$\pm(0,12 \cdot r + 0,2)$	-	-	-
- PDS863W, PDS815W	$\pm(0,06 \cdot r + 0,2)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,2)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,2)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,2)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,2)$
- PDS883G; PDS883A, PDS815S	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$
Максимальное рабочее (статическое) давление:					
- PDS843M	16 МПа	16 МПа	16 МПа	16 МПа	16 МПа
- PDS843H	42 МПа	42 МПа	42 МПа	42 МПа	42 МПа
- PDS843L	200 кПа	3,2 МПа	-	-	-
- PDS863W	10 МПа	10 МПа	10 МПа	10 МПа	10 МПа
- PDS883G; PDS883A	16 МПа	42 МПа	42 МПа	42 МПа	42 МПа
- PDS815W	10 МПа	10 МПа	10 МПа	10 МПа	10 МПа
- PDS815S	16 МПа	16 МПа	16 МПа	16 МПа	16 МПа

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	C	D	E	F	G
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной влиянием рабочего (статического) давления:					
- PDS843M, PDS843H	$\pm 0,1 \cdot r \text{ \%} / 3,2 \text{ МПа}$	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 16 \text{ МПа}$	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 16 \text{ МПа}$	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 16 \text{ МПа}$	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 16 \text{ МПа}$
- PDS843L	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 200 \text{ кПа}$	$\pm 0,2 \cdot r \text{ \%} / 3,2 \text{ МПа}$	-	-	-
- PDS863W	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 1,6 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$
- PDS883G; PDS883A	$\pm 0,03 \cdot r \text{ \%} / 1,6 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$
- PDS815W	$\pm 0,3 \cdot r \text{ \%} / 1,6 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 4,0 \text{ МПа}$
- PDS815S	$\pm 0,3 \cdot r \text{ \%} / 1,6 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$	$\pm 0,15 \cdot r \text{ \%} / 5,0 \text{ МПа}$
Примечания: 1) В меню преобразователей предусмотрен выбор других единиц измерения давления, допущенных к применению в РФ (Па, кгс/см ² , ат., мм вод. ст., м вод. ст., бар, мбар, МПа, мм рт. ст.). 2) Знак «минус» для разности давлений определяется тем, в какую из камер преобразователя подается большее давление при определении разности давлений. 3) Коэффициент перенастройки $r = \text{ДИ}_{\text{макс}} / \text{ДИ}_{\text{настр}}$. Минимальный шаг перенастройки равен единице последнего разряда показаний цифрового индикатора (ЖКИ) преобразователя. 4) По заказу преобразователь может быть изготовлен с пределами допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности равной $\pm 0,05 \text{ \%}$. Конкретное значение приведено в паспорте на преобразователь и на металлической табличке, прикрепленной на корпус преобразователя.					

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: - аналоговый (в виде сигналов постоянного тока), мА - цифровой	от 4 до 20 HART, Profibus-PA, Foundation Fieldbus
Напряжение питания постоянного тока, В: - коммуникация HART - коммуникация Foundation Fieldbus и Profibus	от 10,5 до 45,0 от 9 до 32
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для преобразователей без ЖКИ для преобразователей с ЖКИ - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +80 от -35 до +80 95 от 84,0 до 106,7
Нормальные условия: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Масса, кг, не более ¹⁾	90
Габаритные размеры (высота; ширина; длина), мм, не более: ^{1) 2)}	204×105×135
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T4 Ga, 0/1Ex d IIC T6~ T4 Ga/ Gb
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	90000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Примечания: 1) Конкретные значения указаны в руководстве по эксплуатации и (или) паспорте. 2) В зависимости от модели и исполнения, без учета параметров фланцев, выносных раздельных мембран (при наличии).	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь разности давлений измерительный	PDS8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
Примечания: ¹⁾ Допускается прилагать 1 экз. (в зависимости от заказа) на партию преобразователей, поставляемых в один адрес.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.1 «Общие сведения» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям давления измерительным PDS8

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900;

Государственная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904;

Стандарт предприятия Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., ltd, Китай.

Правообладатель

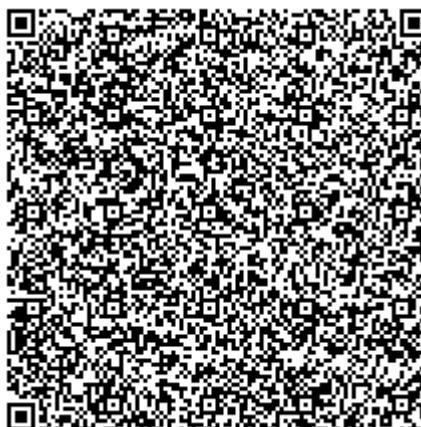
Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., ltd, Китай
Адрес: No.61 Middle Section Of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China.
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com
Web-сайт: www.cqcsmc.com

Изготовитель

Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., ltd, Китай
Адрес: No.61 Middle Section Of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China.
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com
Web-сайт: www.cqcsmc.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон /факс: (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89145-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления измерительные PDS8

Назначение средства измерений

Преобразователи давления измерительные PDS8 (далее – преобразователи) предназначены для непрерывных измерений и преобразования измеренных значений абсолютного и избыточного давления жидкостей и газов, а также избыточного давления-разрежения газов в унифицированный выходной сигнал постоянного тока и (или) цифровой выходной сигнал.

Описание средства измерений

Конструктивно преобразователи состоят из корпуса с крышкой, в котором размещены электронный блок и чувствительный элемент в виде измерительной ячейки.

Принцип действия преобразователей основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента первичного преобразователя (кремниевой мембраны). Измеряемое давление, подаваемое во входную камеру, вызывает деформацию мембраны измерительной ячейки и под действием пьезоэлектрического эффекта происходит изменение сопротивления резистивных элементов, а вследствие этого, изменение выходного электрического сигнала. Электрический сигнал преобразуется аналого-цифровым преобразователем в цифровой код, пропорциональный приложенному давлению. Цифровой код передается на цифровое индикаторное устройство, а также на устройство, формирующее унифицированный выходной сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА совмещенный с цифровым сигналом на базе HART-протокола или цифровой выходной сигнал по протоколам Profibus-PA, Foundation Fieldbus.

Корпус преобразователей имеет возможность поворота на угол до ± 270 градусов.

Преобразователи изготавливаются следующих модификаций: PDS803, PDS805, PDS813, PDS815, PDS873, PDS879.

В зависимости от вида измеряемого давления и вида присоединения к процессу преобразователи имеют следующие исполнения:

- G – преобразователи избыточного давления (без/с фланцем и капиллярной линией);
- A – преобразователи абсолютного давления (без/с фланцем и капиллярной линией);
- B – преобразователи избыточного давления с фланцем и капиллярной линией;
- C – преобразователи абсолютного давления с фланцем и капиллярной линией.

Преобразователи имеют различные исполнения, отличающиеся метрологическими и техническими характеристиками; наличием и видами взрывозащиты; наличием дисплея, типами присоединений к процессу, видами измеряемых сред.

Обозначение исполнения преобразователя приведено в виде буквенно-цифрового кода в паспорте преобразователя и имеет структуру, расшифровка которой приведена в руководстве по эксплуатации на преобразователи.

Общий вид преобразователей представлен на рисунках 1 – 6.

Заводской номер в виде цифрового/буквенного-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и латинских букв, наносится способом лазерной гравировки на металлическую табличку, прикрепленную на корпус преобразователя. Изображение места нанесения заводского номера представлено на рисунке 4.

Конструкция преобразователей не предусматривает нанесение на корпус знака поверки.

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS803, PDS815G, PDS815A



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS805



Рисунок 3 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS813



Рисунок 4 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS815G, PDS815A



Рисунок 5 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS873, PDS815B, PDS815C



Рисунок 6 – Общий вид преобразователей давления измерительных PDS879



Рисунок 7 – место нанесения заводского номера на преобразователи давления измерительные PDS8

Программное обеспечение

Преобразователи разности давлений измерительные PDS8 имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО).

Встроенное, метрологически значимое, ПО используется для установки и настройки рабочих параметров измерений, передачи результатов измерений, самодиагностики преобразователей; записи и хранения измеренных данных.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию, вследствие этого ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики преобразователя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	HART	Profibus-PA	Foundation Fieldbus
Идентификационное наименование ПО	PDS-H	PDS-P	PDS-F
Номер версии (идентификационный номер) ПО	18X	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	В	С	Д	Е	Ф
Максимальный диапазон измерений (ДИ _{макс}) ¹⁾					
- PDS803G	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до +20 МПа	-
- PDS803A	от 0 до 25 кПа	от 0 до 130 кПа	от 0 до 500 кПа	от 0 до 3 МПа	-
- PDS805G	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до 16 МПа	от -0,1 до +40 МПа
- PDS 805A	от 0 до 25 кПа	от 0 до 130 кПа	от 0 до 500 кПа	от 0 до 3 МПа	-
- PDS813G	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до +6,3 МПа	-
- PDS815G, PDS815B	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до +4 МПа	-
- PDS815A, PDS815C	от 0 до 25 кПа	от 0 до 130 кПа	от 0 до 500 кПа	от 0 до 3 МПа	-
- PDS873G	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до +20 МПа	от -0,1 до +40 МПа
- PDS873A	от 0 до 25 кПа	от 0 до 130 кПа	от 0 до 500 кПа	от 0 до 3 МПа	-
- PDS879G	от -100 до +100 кПа	от -100 до +400 кПа	от -0,1 до +3 МПа	от -0,1 до +10 МПа	-
Пределы допускаемой основной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, $\pm\gamma$, %, %: ²⁾					
- PDS803G					
$r \leq 10$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	$\pm 0,025$	-
$10 < r \leq 50$	$\pm(0,004+0,0046 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
- PDS803A					
$r \leq 2,5$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	-
$r \leq 10$	-	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	-
$10 < r \leq 50$	-	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	-	-	$\pm(0,01+0,0015) \cdot r$	-

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	B	C	D	E	F
- PDS805G					
$r \leq 10$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	$\pm 0,025$	$\pm 0,05$
$10 < r \leq 50$	$\pm(0,004+0,0046 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015) \cdot r$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$
$10 < r \leq 100$	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015) \cdot r$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$
- PDS805A					
$r \leq 2,5$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	-
$r \leq 10$	-	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	-
$10 < r \leq 50$	-	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	-	-	$\pm(0,01+0,0015) \cdot r$	-
- PDS813G					
$r \leq 10$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,025$	$\pm 0,025$	-
$10 < r \leq 50$	$\pm(0,004+0,0046 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	$\pm(0,01+0,0015 \cdot r)$	-
- PDS815G					
$r \leq 10$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	-
$10 < r \leq 50$	$\pm(0,004+0,0046 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	-
- PDS 815A					
$r \leq 2,5$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	-
$r \leq 10$	-	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$	-
$10 < r \leq 50$	-	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	-
$10 < r \leq 100$	-	-	-	$\pm(0,02+0,003 \cdot r)$	-

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	B	C	D	E	F
- PDS815B $r \leq 5$ $5 < r \leq 30$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	- -
PDS815C $r \leq 2,5$ $r \leq 5$ $5 < r \leq 30$	$\pm 0,1$ - -	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ -	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	- - -
- PDS873G $r \leq 5$ $5 < r \leq 30$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$
- PDS873A $r \leq 2,5$ $r \leq 5$ $5 < r \leq 30$	$\pm 0,1$ - -	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ -	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,1$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$ $\pm(0,04+0,012 \cdot r)$	- - -
- PDS879G $r \leq 5$ $5 < r \leq 30$	$\pm 0,075$ $\pm(0,015+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,075$ $\pm(0,015+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,075$ $\pm(0,015+0,012 \cdot r)$	$\pm 0,075$ $\pm(0,015+0,012 \cdot r)$	- -
Вариация выходного сигнала, % (от диапазона измерений), не более	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $	$0,8 \gamma $

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение				
	Код диапазона измерений				
	B	C	D	E	F
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к настроенному диапазону измерений погрешности, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной (от +21 до +25 °С), в диапазоне рабочих температур, %/ 28 °С:					
- PDS805G, PDS873G	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$
- PDS803G, PDS803A, PDS 805A, PDS813G, PDS815G, PDS815B, PDS815A, PDS815C, PDS873A,	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,01)$	-
- PDS 879G	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	$\pm(0,06 \cdot r + 0,35)$	-
Примечания: ¹⁾ В меню преобразователей предусмотрен выбор единиц измерения давления, допущенных к применению в РФ (Па, кгс/см ² , ат., мм вод. ст., м вод. ст., бар, мбар, МПа, мм рт. ст.). ²⁾ Коэффициент перенастройки $r = DI_{\text{макс}} / DI_{\text{настр}}$. Минимальный шаг перенастройки равен единице последнего разряда показаний цифрового индикатора (ЖКИ) преобразователя.					

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы: - аналоговый (в виде сигналов постоянного тока), мА - цифровой	от 4 до 20 HART, Profibus-PA, Foundation Fieldbus
Напряжение питания постоянного тока, В - коммуникация HART - коммуникация Foundation Fieldbus и Profibus	от 10,5 до 45 от 9 до 32
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С для преобразователей без ЖКИ для преобразователей с ЖКИ - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +80 от -35 до +80 95 от 84,0 до 106,7
Масса, кг, не более ¹⁾	48
Габаритные размеры (высота; ширина; длина), мм, не более: ^{1) 2)}	188×105×125
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T4 Ga, 0/1Ex d IIC T6~ T4 Ga/ Gb
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	90000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Примечания: 1) Конкретные значения указаны в руководстве по эксплуатации и (или) паспорте. 2) В зависимости от модели и исполнения, без учета параметров фланцев, выносных разделительных мембран (при наличии).	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления измерительный	PDS8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
Примечание: ¹⁾ Допускается прилагать 1 экз. (в зависимости от заказа) на партию преобразователей, поставляемых в один адрес.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.1 «Общие сведения» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям давления измерительным PDS8

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900;

Государственная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904;

Стандарт предприятия Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай.

Правообладатель

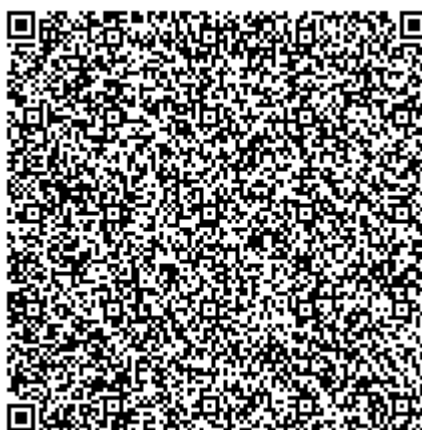
Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай
Адрес: No.61 Middle Section Of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China.
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com, web-сайт: www.cqcsmc.com

Изготовитель

Chongqing Silian Measurement And Control Technology Co., Ltd., Китай
Адрес: No.61 Middle Section Of Mount Huangshan Avenue, Northern New District, Chongqing, China.
Телефон: +86 23 67032601
E-mail: sales@cqcsmc.com, web-сайт: www.cqcsmc.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон /факс: (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89146-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Ярмарка вкуса"

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку типографским способом на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

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



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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	РУ БРГ Инвест 1 СШ 6 кВ, яч.14, КЛ-6 кВ ф.14	ТОЛ-СЭЩ 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 51623-12	НТМК-6У4 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	РУ БРГ Инвест 2 СШ 6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ ф.15	ТОЛ-СЭЩ 100/5 кл. т. 0,5 рег. № 51623-12	НТМК-6У4 6000/100 кл. т. 0,5 рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1, 2	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены: – для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$; – для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	220000 2
УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	45000 2 20000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
Сервер ИВК:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	4
Трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.110.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Ярмарка вкуса". 69729714.411713.110.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью "Ярмарка вкуса"

(ООО "Ярмарка вкуса")

ИНН 3662258078

Юридический адрес: 394016, г. Воронеж, ул. 45 Стрелковой дивизии, д. 261В, помещ. 16

Телефон: (473) 261-50-75

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"

(ООО "Электроконтроль")

ИНН 7705939064

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

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")

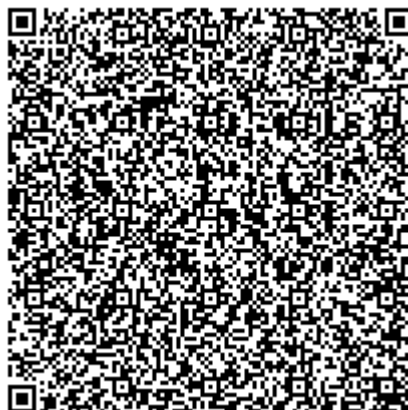
ИНН 9705008559

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

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89163-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки топливораздаточные сжиженного природного газа ТРК СПГ

Назначение средства измерений

Колонки топливораздаточные сжиженного природного газа ТРК СПГ (далее – колонки) предназначены для измерений массы сжиженного природного газа (СПГ) при заправке:

- в криогенные баки транспортных средств;
- в криогенные резервуары хранения и транспортировки СПГ.

Описание средства измерений

Принцип действия колонки основан на вычислении массы СПГ, отпущенного потребителю, на основании результатов прямых измерений массы жидкой фазы СПГ и массы возвращенной из заправляемой ёмкости паровой фазы газа (отпарной газ), вытесняемого из емкости в процессе заправки.

СПГ из криогенных емкостей хранения поступает в колонку и, проходя через массовый расходомер-счетчик (далее – расходомер) и запорно-регулирующую арматуру, поступает по заправочному (гибкому) рукаву СПГ до быстроразъёмного соединения (заправочного устройства), подключенного к заправляемой ёмкости. Отпарной газ из заправляемой ёмкости, проходя через муфту возврата паров, рукав отпарного газа, расходомер и запорно-регулирующую арматуру возвращается в ёмкости хранения СПГ.

Расходомер в своём составе имеет вычислитель(и) расхода (базовый процессор) и два сенсора первичных преобразователя кориолисового принципа действия: один для измерения на линии выдачи СПГ и один – на линии возврата отпарного газа.

Контроль и управление заправкой осуществляет многофункциональный контроллер колонки в автоматическом режиме. Контроллер принимает информацию о расходе от базового процессора расходомера для ведения коммерческого учёта. Информацию о количестве заправленного СПГ и процессе заправки контроллер передаёт на информационное табло колонки.

Для предотвращения утечки газа от разрыва рукава при отезде автомобиля с не отсоединённым заправочным устройством в колонке используются разрывные муфты.

Для защиты колонки от превышения избыточного давления в контуре газа используются предохранительные клапаны.

Заводской номер в цифровом формате наносится на фирменную табличку (рисунок 5).

Для контроля давления газа в колонках используются манометры и датчики давления.

Различают две модели – «112» и «112S». Основным отличием в моделях колонок является номинальный диаметр трубопровода выдачи СПГ и трубопровода возврата паров. Для ТРК СПГ 112 номинальный диаметр трубопровода выдачи СПГ – DN50, заправочное устройство 2” (типа DCJ-50 или аналог). Для ТРК СПГ 112S номинальный диаметр трубопровода выдачи СПГ – DN25, заправочное устройство 1” (типа DCJ-25(25A) или аналог).

Общий вид колонок показан на Рисунках 1 и 2.

Колонка представляет собой оборудование, размещенное в каркасе, закрываемом съёмными панелями и дверцами.

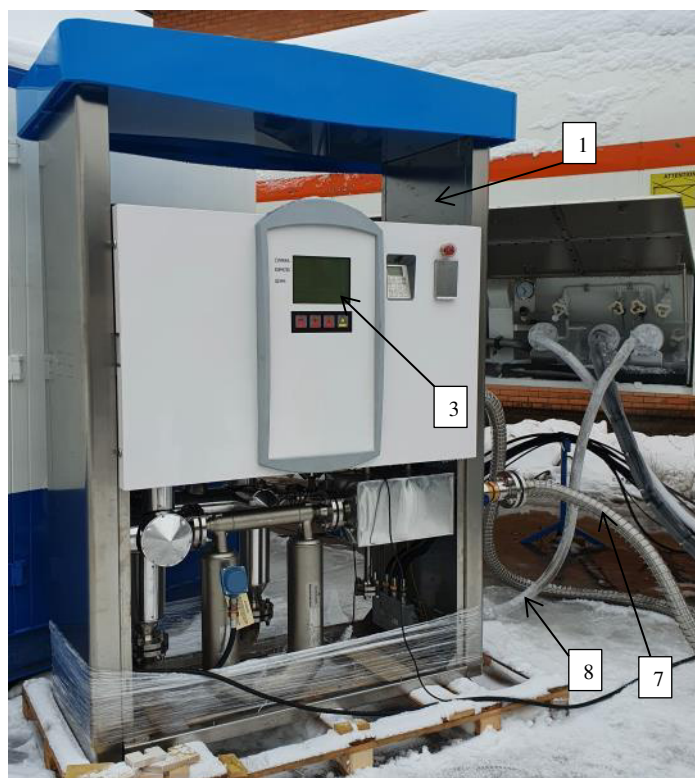
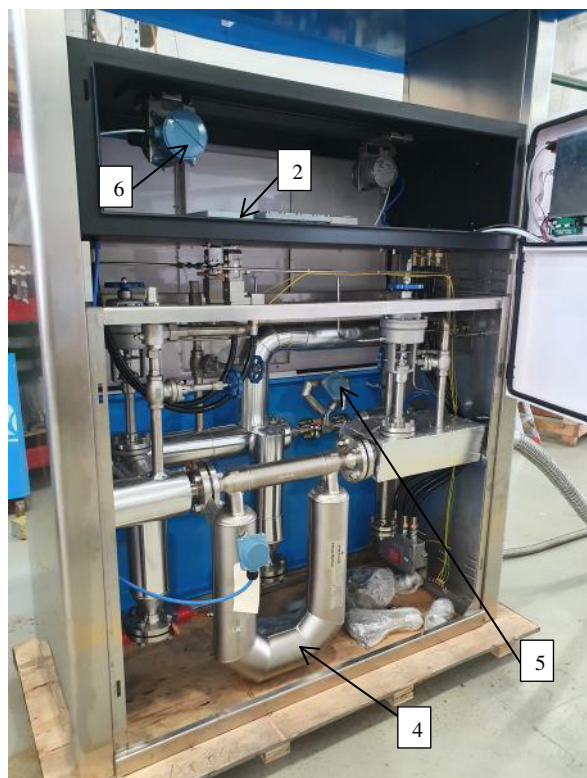


Рисунок 1 – Общий вид колонок модели «112»

Основными элементами колонок являются:

- 1 – Каркас;
- 2 – Контроллер многофункциональный;
- 3 – Табло информационное;
- 4 – Сенсор расходомера СПГ;
- 5 – Сенсор расходомера отпарного газа;
- 6 – Вычислитель расхода;
- 7 – Рукав заправочный СПГ;
- 8 – Рукав отпарного газа.

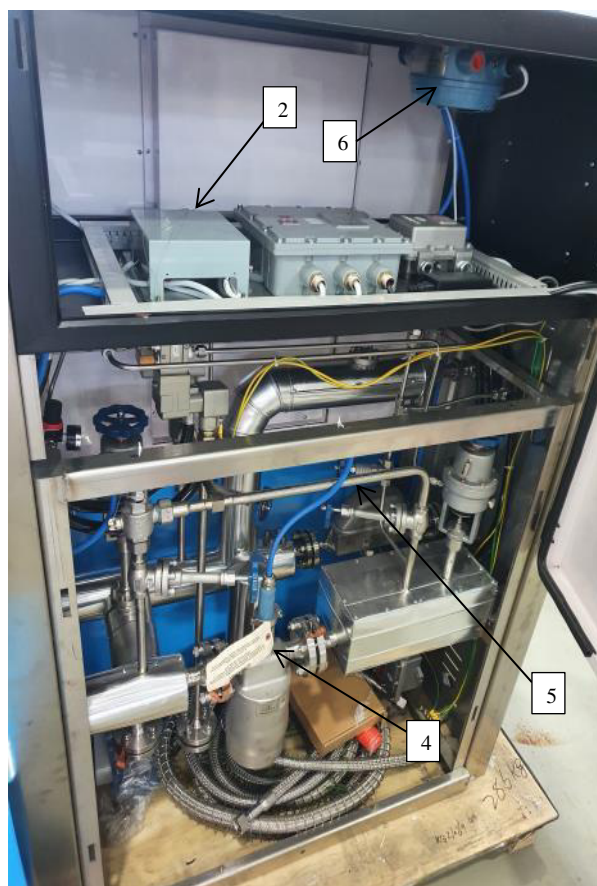


Рисунок 2 – Общий вид колонок модели «112S»

Основными элементами колонок являются:

- 1 – Каркас;
- 2 – Контроллер многофункциональный;
- 3 – Табло информационное;
- 4 – Сенсор расходомера СПГ;
- 5 – Сенсор расходомера отпарного газа;
- 6 – Вычислитель расхода;
- 7 – Рукав заправочный СПГ;
- 8 – Рукав отпарного газа.



Рисунок 3 – Место пломбирования контроллера (1) и вычислителя (2) расходомера



Рисунок 4 – Место пломбирования контроллера (1) с исполнением во взрывозащищенном корпусе



Рисунок 5 – Табличка фирменная ТРК СПГ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) колонок является встроенным и реализовано в многофункциональном контроллере. ПО может отличаться в зависимости от производителя контроллера, но выполняемые функции остаются схожими. Имеет функции определения массы выданного газа, вывода информации о массе и стоимости выданного газа на дисплей и через интерфейсы связи, сохранения во внутренней памяти количества выданных доз, количества смен цены газа, количества и характер отказов. Доступ к микроконтроллеру и его интерфейсу для загрузки ПО ограничивается корпусом электронно-вычислительного устройства и защитной крышкой, которая пломбируется.

Доступ к изменению параметров работы ПО, влияющих на метрологические характеристики колонок защищен паролем администратора и паролем юстировки. Контроллер имеет встроенный считыватель бесконтактных карт. Номера карт хранятся в энергонезависимой памяти контроллера.

ПО не может быть модифицировано, считано или загружено через какой-нибудь другой интерфейс после опломбирования. Предусмотрена электронная пломбировка контроллера.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
Идентификационное наименование ПО	LNG	LOCKOIL	Топаз	LNG
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже EB.003	Не ниже 22.01	Не ниже 1712.7	Не ниже 8.00
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-
Наименование многофункционального контроллера	XL-W	МС-МКШ	Топаз-306БУ9-02	МКУ

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

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Разделения ПО на метрологически значимую и метрологически не значимую части не предусмотрено.

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики колонок

Метрологические и технические характеристики колонок приведены в Таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТРК СПГ 112	ТРК СПГ 112S
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы СПГ, %	±1,0	
Минимальная доза отпуска СПГ, кг	30	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ТРК СПГ 112	ТРК СПГ 112S
Диапазон расхода СПГ, кг/мин	от 1,0 до 350	от 1,0 до 80
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6	
Максимальная производительность, кг/мин	350	80
Длина раздаточного и отпарного рукава, м, не менее	3	
Количество постов заправки, не более	1	
Цена деления указателя разового учета, кг	0,01	
Цена деления указателя суммарного учета, кг	0,01	
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIB T4 X	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 95 от 84,0 до 106,7	

Наименование характеристики	Значение	
	ТРК СПГ 112	ТРК СПГ 112S
Масса, кг, не более	500	310
Габаритные размеры, мм, не более:		
- длина	1700	1350
- высота	2400	2300
- ширина	900	750
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	29190	
Средний срок службы, лет	10	

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на фирменную табличку методом лазерной маркировки (рисунок 5)

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность колонок

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Колонка топливораздаточная сжиженного природного газа	ТРК СПГ	1
Комплект запасных и монтажных частей	ТВПН.702532.002ЗИ	1
Руководство по эксплуатации	ТВПН.702532.002РЭ	1
Паспорт	ТВПН.702532.002ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 3.2 документа ТВПН.702532.002РЭ Колонка топливораздаточная сжиженного природного газа ТРК СПГ. Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356;

Технические условия ТВПН.702532.002ТУ «Колонка топливораздаточная сжиженного природного газа ТРК СПГ».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГАЗХОЛОДТЕХНИКА»

(ООО «ГАЗХОЛОДТЕХНИКА»)

ИНН 7720261739

Юридический адрес: 111394, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Новогиреево, ул. Перовская, д.67, с.10, эт. 2, ком.20

Телефон, факс: (495) 276-33-58

Web-сайт: www.gazht.ru

E-mail: inform@ght.su

Изготовитель

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

ИНН 7720261739

Юридический адрес: 111394, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Новогиреево,
ул. Перовская, д.67, с.10, эт. 2, ком.20

Адрес осуществления деятельности: г. Щелково, ул. 3-я линия, д. 34

Телефон, факс: (495) 276-33-58

Web-сайт: www.gazht.ru

E-mail: inform@ght.su

Испытательный центр

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

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

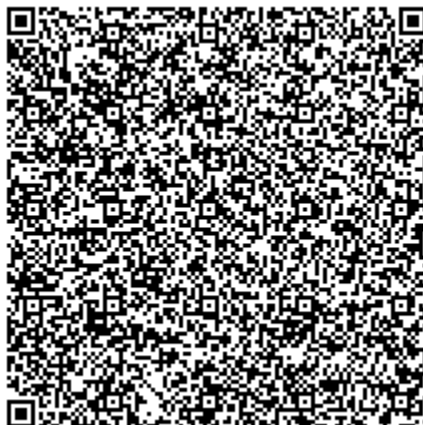
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89127-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные ПС

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные ПС (далее - КИМ) предназначены для измерений геометрических размеров деталей сложной формы с последующим определением отклонения размеров, формы и взаимного расположения поверхностей элементов деталей.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на поочередном измерении координат определенного числа точек поверхности детали и последующих расчетах линейных и угловых размеров, отклонений размера, формы и расположения в соответствующей системе координат.

Конструкция КИМ порталная, с неподвижным измерительным столом, боковым приводом портала, перемещающимся на воздушных подшипниках. Три направляющие КИМ образуют декартову базовую систему координат X, Y, Z, в которой расположена подвижная трехмерная измерительная головка. Перемещения центра щупа датчика измеряются цифровыми измерительными системами высокой разрешающей способности и точности, установленными вдоль каждой из осей. Перемещение по оси X, Y и пиноли по оси Z обеспечивается сервоприводами. Через конструкцию портала происходит подача воздуха и кабельное соединение с осями X и Z.

Машины координатно-измерительные ПС выпускаются в двух сериях: METRA и MIA, отличающихся между собой внешним видом, метрологическими и техническими характеристиками. В каждой серии выпускается несколько модификаций, отличающихся погрешностью, диапазонами измерений, конфигурациями измерительных головок и контактных датчиков.

КИМ серии METRA изготавливаются в восемнадцати модификациях: 866, 1287, 1587, 2287, 12108, 15108, 22108, 25108, 30108 151210, 221210, 251210, 301210, 221510, 251510, 301510, 301810, 351810.

КИМ серии MIA изготавливаются в одиннадцати модификациях: 654, 866, 1086, 1286, 1586, 654 S, 866 S, 1086 S, 1286 S, 1586 S, 654 M.

КИМ серии METRA могут быть оснащены измерительными головками PH20, PH10M PLUS, PH10MQ PLUS, PH10T PLUS, PH10M-iQ PLUS, RTP20, PHS-2, PH6, PH6M, MH20, MH20i, MH8, и контактными датчиками SP25M, SP80, TP20, TP200 с набором щупов разного диаметра, формы и длины.

КИМ серии MIA модификаций: 654, 866, 1086, 1286, 1586, 654 S, 866 S, 1086 S, 1286 S, 1586 S могут быть оснащены измерительными головками PH20, PH10M PLUS, PH10MQ PLUS, PH10T PLUS, PH10M-iQ PLUS, RTP20, PHS-2, PH6, PH6M, MH20, MH20i, MH8, и контактными датчиками SP25M, SP80, TP20, TP200 с набором щупов разного диаметра, формы и длины.

КИМ серии МІА модификации 654 М могут быть оснащены контактным датчиком МСР или измерительной головкой МН20і с контактным датчиком ТР20 с набором щупов разного диаметра, формы и длины.

КИМ могут оснащаться системой температурной компенсации с магнитными температурными датчиками, установленными на осях и выносным датчиком для установки на деталь.

Измерения КИМ производятся в ручном и автоматическом (ЧПУ) режимах. Измерения КИМ серии МІА модификации 654 М проводятся только в ручном режиме. В ручном режиме управления перемещение головки осуществляется при помощи пульта управления, имеющего возможность переключения режимов хода (нормальный, ускоренный). В автоматическом режиме – с помощью программного обеспечения, установленного на компьютер, по заранее составленной программе.

Заводской номер КИМ методом печати в буквенно-числовом формате указывается на маркировочной наклейке, расположенной на боковой поверхности гранитного измерительного стола.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин координатно-измерительных ІІS, маркировочной наклейки представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид машин координатно-измерительных ІІS серии METRA и маркировочной наклейки



Рисунок 2 – Общий вид машин координатно-измерительных ИС серии MIA и маркировочной наклейки

В процессе эксплуатации КИМ не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Опломбирование КИМ от несанкционированного доступа не предусмотрено. Ограничение несанкционированного доступа к узлам КИМ обеспечено конструкцией корпуса.

Программное обеспечение

Машины координатно-измерительные ИС работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения «Visual DMIS», «RationalDMIS», «PowerInspect», (далее – ПО).

Вычислительные алгоритмы ПО расположены в заранее скомпилированных бинарных файлах и не могут быть модифицированы. ПО блокирует редактирование для пользователей и не позволяют удалять, создавать новые элементы или редактировать измеренные значения.

Программное обеспечение является неизменным. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Для защиты ПО от несанкционированного доступа используют USB-ключ.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Visual DMIS	RationalDMIS	PowerInspect
Идентификационное наименование ПО	Visual DMIS	RationalDMIS	PowerInspect
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0.6	не ниже 7.0	не ниже PI 20x
Цифровой идентификатор ПО	-		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики машин координатно-измерительных ИС серии МΙΑ

Модификация	Дискретность отсчета измерительных шкал, мкм	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности (L – измеряемая длина в мм), мкм						
					Контактный датчик SP25M/SP80			Контактный датчик TP200		Контактный датчик TP20	
		X	Y	Z	MPE _E	MPE _P	MPE _{THP}	MPE _E	MPE _P	MPE _E	MPE _P
654 S	0,1	От 0 до 500	От 0 до 600	От 0 до 400	$\pm(1,8+L/300)$	$\pm 1,9$	$\pm 3,0$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,2$	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm 2,4$
866 S	0,1	От 0 до 600	От 0 до 800	От 0 до 600	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,2$	$\pm 3,1$	$\pm(2,4+L/300)$	$\pm 2,5$	$\pm(2,6+L/300)$	$\pm 2,7$
1086 S	0,1	От 0 до 800	От 0 до 1000	От 0 до 600	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,6$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 2,8$
1286 S	0,1	От 0 до 800	От 0 до 1200	От 0 до 600	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,6$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 2,8$
1586 S	0,1	От 0 до 800	От 0 до 1500	От 0 до 600	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,6$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 2,8$
654	0,05	От 0 до 500	От 0 до 600	От 0 до 400	$\pm(1,5+L/300)$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm(1,8+L/300)$	$\pm 2,0$	$\pm(2,0+L/300)$	$\pm 2,3$
866	0,05	От 0 до 600	От 0 до 800	От 0 до 600	$\pm(1,7+L/300)$	$\pm 1,9$	$\pm 2,9$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm 2,6$
1086	0,05	От 0 до 800	От 0 до 1000	От 0 до 600	$\pm(1,7+L/300)$	$\pm 1,9$	$\pm 3,0$	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,4$	$\pm(2,4+L/300)$	$\pm 2,7$
1286	0,05	От 0 до 800	От 0 до 1200	От 0 до 600	$\pm(1,7+L/300)$	$\pm 1,9$	$\pm 3,0$	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,4$	$\pm(2,4+L/300)$	$\pm 2,7$
1586	0,05	От 0 до 800	От 0 до 1500	От 0 до 600	$\pm(1,7+L/300)$	$\pm 1,9$	$\pm 3,0$	$\pm(2,2+L/300)$	$\pm 2,4$	$\pm(2,4+L/300)$	$\pm 2,7$

Примечание:

1. MPE_E – абсолютная объемная погрешность;
2. MPE_P – абсолютная погрешность измерительной головки;
3. MPE_{THP} – абсолютная погрешность сканирования измерительной головки за время сканирования 72 с.

Таблица 3 - Метрологические характеристики машин координатно-измерительных ИС серии М1А

Модификация	Дискретность отсчета измерительных шкал, мкм	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности (L – измеряемая длина в мм), мкм			
		X	Y	Z	Контактный датчик МСР		Контактный датчик ТР20	
					MPE _E	MPE _P	MPE _E	MPE _P
654 М	0,1	От 0 до 500	От 0 до 600	От 0 до 400	$\pm(3,5+L/250)$	$\pm 3,9$	$\pm(3,5+L/250)$	$\pm 3,9$

Примечание:

1. MPE_E – абсолютная объемная погрешность;
2. MPE_P – абсолютная погрешность измерительной головки.

Таблица 4 – Метрологические характеристики машин координатно-измерительных ИС серии МЕТРА

Модификация	Дискретность отсчета измерительных шкал, мкм	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности (L – измеряемая длина в мм), мкм						
		X	Y	Z	Контактный датчик SP25M/SP80			Контактный датчик TP200		Контактный датчик TP20	
					MPE _E	MPE _P	MPE _{TNP}	MPE _E	MPE _P	MPE _E	MPE _P
866	0,05	От 0 до 600	От 0 до 800	От 0 до 600	$\pm(1,2+L/350)$	$\pm 1,5$	$\pm 2,6$	$\pm(1,9+L/300)$	$\pm 2,1$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,4$
1287	0,05	От 0 до 800	От 0 до 1200	От 0 до 700	$\pm(1,4+L/350)$	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm 2,6$
1587	0,05	От 0 до 800	От 0 до 1500	От 0 до 700	$\pm(1,4+L/350)$	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm 2,6$
2287	0,05	От 0 до 800	От 0 до 2200	От 0 до 700	$\pm(1,4+L/350)$	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$	$\pm(2,1+L/300)$	$\pm 2,3$	$\pm(2,3+L/300)$	$\pm 2,6$
12108	0,05	От 0 до 1000	От 0 до 1200	От 0 до 800	$\pm(1,7+L/350)$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,7$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 3,0$
15108	0,05	От 0 до 1000	От 0 до 1500	От 0 до 800	$\pm(1,7+L/350)$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,7$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 3,0$
22108	0,05	От 0 до 1000	От 0 до 2200	От 0 до 800	$\pm(1,7+L/350)$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,7$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 3,0$
25108	0,05	От 0 до 1000	От 0 до 2500	От 0 до 800	$\pm(1,7+L/350)$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,7$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 3,0$
30108	0,05	От 0 до 1000	От 0 до 3000	От 0 до 800	$\pm(1,7+L/350)$	$\pm 2,1$	$\pm 2,9$	$\pm(2,5+L/300)$	$\pm 2,7$	$\pm(2,7+L/300)$	$\pm 3,0$

Примечание:

1. MPE_E – абсолютная объемная погрешность;
2. MPE_P – абсолютная погрешность измерительной головки;
3. MPE_{TNP} – абсолютная погрешность сканирования измерительной головки за время сканирования 72 с.

Продолжение таблицы 4 – Метрологические характеристики машин координатно-измерительных ИС серии METRA

Модификация	Дискретность отсчета измерительных шкал, мкм	Диапазон измерений, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности (L – измеряемая длина в мм), мкм						
		X	Y	Z	Контактный датчик SP25M/SP80			Контактный датчик TP200		Контактный датчик TP20	
					MPE _E	MPE _P	MPE _{THP}	MPE _E	MPE _P	MPE _E	MPE _P
151210	0,05	От 0 до 1200	От 0 до 1500	От 0 до 1000	$\pm(2,0+L/350)$	$\pm 2,5$	$\pm 3,3$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm 3,1$	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm 3,4$
221210	0,05	От 0 до 1200	От 0 до 2200	От 0 до 1000	$\pm(2,0+L/350)$	$\pm 2,5$	$\pm 3,3$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm 3,1$	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm 3,4$
251210	0,05	От 0 до 1200	От 0 до 2500	От 0 до 1000	$\pm(2,0+L/350)$	$\pm 2,5$	$\pm 3,3$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm 3,1$	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm 3,4$
301210	0,05	От 0 до 1200	От 0 до 3000	От 0 до 1000	$\pm(2,0+L/350)$	$\pm 2,5$	$\pm 3,3$	$\pm(2,9+L/300)$	$\pm 3,1$	$\pm(3,1+L/300)$	$\pm 3,4$
221510	0,05	От 0 до 1500	От 0 до 2200	От 0 до 1000	$\pm(3,1+L/350)$	$\pm 3,3$	$\pm 4,3$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm 3,7$	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm 3,9$
251510	0,05	От 0 до 1500	От 0 до 2500	От 0 до 1000	$\pm(3,1+L/350)$	$\pm 3,3$	$\pm 4,3$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm 3,7$	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm 3,9$
301510	0,05	От 0 до 1500	От 0 до 3000	От 0 до 1000	$\pm(3,1+L/350)$	$\pm 3,3$	$\pm 4,3$	$\pm(3,7+L/300)$	$\pm 3,7$	$\pm(3,9+L/300)$	$\pm 3,9$
301810	0,05	От 0 до 1800	От 0 до 3000	От 0 до 1000	$\pm(3,7+L/350)$	$\pm 3,9$	$\pm 4,9$	$\pm(4,3+L/300)$	$\pm 4,3$	$\pm(4,5+L/300)$	$\pm 4,5$
351810	0,05	От 0 до 1800	От 0 до 3500	От 0 до 1000	$\pm(3,7+L/350)$	$\pm 3,9$	$\pm 4,9$	$\pm(4,3+L/300)$	$\pm 4,3$	$\pm(4,5+L/300)$	$\pm 4,5$

Примечание:

1. MPE_E – абсолютная объемная погрешность;
2. MPE_P – абсолютная погрешность измерительной головки;
3. MPE_{THP} – абсолютная погрешность сканирования измерительной головки за время сканирования 72 с.

Таблица 5 – Основные технические характеристики КИМ IIS серии MIA

Модификация	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
	Длина	Ширина	Высота		
654, 654 S, 654 M	1420	1135	2310	900	500
866, 866 S	1740	1420	2760	1300	800
1086, 1086 S	1940	1620	2760	1700	1000
1286, 1286 S	2140	1620	2760	1900	1000
1586, 1586 S	2440	1620	2760	2200	1000

Таблица 6 – Основные технические характеристики КИМ IIS серии METRA

Модификация	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
	Длина	Ширина	Высота		
866	1800	1485	2730	1800	1000
1287	2200	1685	2930	2600	1000
1587	2500	1685	2930	3000	1000
2287	3580	1685	2930	3800	1000
12108	2200	1885	3130	2900	1500
15108	2500	1885	3130	3300	1500
22108	3580	1885	3130	4200	1800
25108	3880	1885	3070	5200	1800
30108	4380	1885	3070	5900	1800
151210	2500	2085	3530	3600	2000
221210	3580	2085	3530	4600	2000
251210	3880	2085	3470	5500	2000
301210	4380	2085	3470	6500	2000
221510	3580	2385	3470	5900	2200
251510	3880	2385	3470	6500	2200
301510	4380	2385	3470	7400	2200
301810	4380	2685	3470	8400	2200
351810	4880	2685	3470	9400	2200

Таблица 7 – Условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от +18 до +22
Допускаемое изменение температуры, °С, не более, в течение: 1 ч 24 ч	0,5 1,0
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 70
Напряжение питания переменного тока, В	220±11
Частота переменного тока, Гц	50/60

Знак утверждения типа

Наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта и на маркировочной наклейке, расположенной на боковой поверхности гранитного измерительного стола.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная	ИС	1 шт.
Программное обеспечение, USB ключ	-	1 шт.
Калибровочная сфера	-	1 шт.
Персональный компьютер с монитором	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КИМ.401162.001-2022 РЭ	1 экз.
Руководство пользователя ПО	-	1 экз.
Паспорт	КИМ.401162.001-2022 ПС	1 экз.
Система температурной компенсации*		1 компл.
Примечание: * – поставляется по дополнительному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 3 «Использование по назначению» в «Машины координатно-измерительные ИС. Руководство по эксплуатации КИМ.401162.001-2022 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 апреля 2021 г. № 472;

Технические условия КИМ.401162.001-2022 ТУ «Машины координатно-измерительные ИС. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Интегрированные Интеллектуальные Системы» (ООО «ИИС»)

ИНН 5001091708

Юридический адрес: 143910, Московская обл., г. Балашиха, ул. Калинина, д. 17/10, к. 2, Художественная мастерская (3)

Тел.: +7 (495) 529-63-56

E-mail: ceo@ii-system.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интегрированные Интеллектуальные Системы» (ООО «ИИС»)

ИНН 5001091708

Адрес: 143910, Московская обл., г. Балашиха, ул. Калинина, д. 17/10, к. 2, Художественная мастерская (3)

Тел.: +7 (495) 529-63-56

E-mail: ceo@ii-system.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

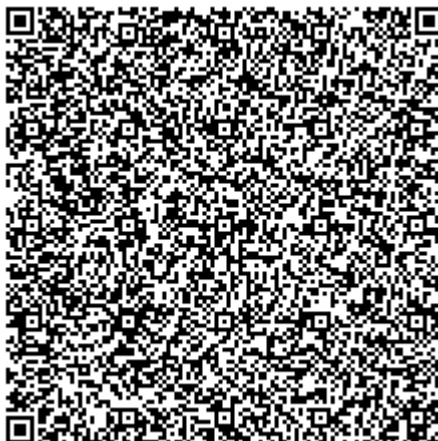
Место нахождения: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, с. 1

Юридический адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, с. 1

Тел.: +7 (495) 120-03-50

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89128-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура геодезическая спутниковая EFT M5 RUS

Назначение средства измерений

Аппаратура геодезическая спутниковая EFT M5 RUS (далее – аппаратура) предназначена для определения координат, длин базисов и определения планово-высотного положения объектов.

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основывается на измерении псевдодальностей от фазового центра приёмной антенны аппаратуры до навигационных космических аппаратов (далее – НКА) глобальной навигационной спутниковой системы, положение которых известно с высокой точностью. Измерив псевдодальности до достаточного количества НКА, вычисляется положение аппаратуры в пространстве.

Конструктивно аппаратура представляет собой моноблок, в котором объединены встроенная спутниковая антенна, спутниковый геодезический приёмник и камера. Аппаратура спроектирована для самостоятельного применения в качестве базовой или подвижной станции. Аппаратура оснащена встроенными GSM и радио (УКВ/UHF) модулями для приёма/передачи поправок.

Аппаратура на передней панели имеет камеру, которая при помощи ПО контроллера может определять планово-высотное положение объектов в заданной системе координат по полученным в процессе фотографирования облакам точек. Так же аппаратура имеет нижнюю вспомогательную камеру для выноса точек в натуру при помощи ПО контроллера.

Электропитание аппаратуры осуществляется от внешнего источника питания или аккумуляторной батареи.

На передней панели корпуса аппаратуры расположен блок управления, а именно – функциональная клавиша, индикатор приема спутниковых сигналов и индикатор состояния/приема данных.

Управление аппаратурой осуществляется с помощью полевого контроллера или непосредственно через блок управления. Принимаемая со спутников информация записывается во внутреннюю память приёмника или контроллера.

Аппаратура позволяет принимать следующие типы спутниковых сигналов: GPS: L1C/A, L2, L2C, L2E, L5; GLONASS: L1C/A, L1P, L2C/A, L2P, L3 CDMA; Galileo: E1, E5A, E5B, E5AltBOC, E6; Beidou: B1, B2, B3; SBAS: L1C/A, L5, QZSS: L1 C/A, L1 SAIF, L1C, L2C, L5, LEX; IRNSS: L5; EFT xFix.

Аппаратура является многочастотным и многосистемным приёмником.

Аппаратура поддерживает следующие режимы измерений: «Статика», «Кинематика в реальном времени (RTK)», «Дифференциальный кодовый (DGNSS)», «Автономный», определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)».

Заводской номер аппаратуры в буквенно-числовом формате типографским способом указывается на маркировочной наклейке, расположенной на нижней панели корпуса.
Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.
Общий вид аппаратуры и место нанесения пломбы представлены на рисунке 1.
Общий вид маркировочной наклейки представлен на рисунке 2.

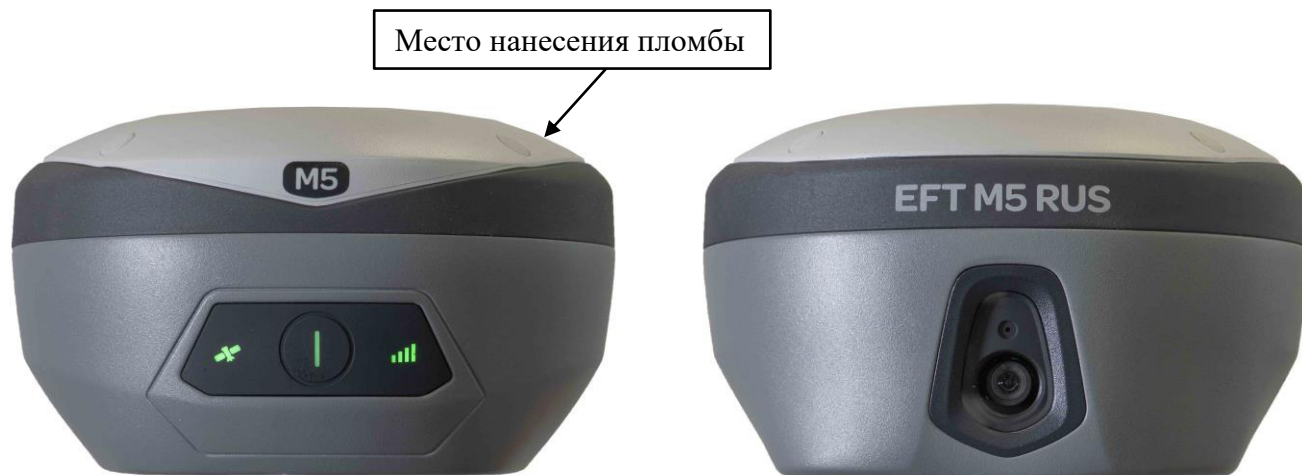


Рисунок 1 – Общий вид аппаратуры и место нанесения пломбы



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной наклейки.

В процессе эксплуатации аппаратура не предусматривает внешних механических или электронных регулировок. Ограничение от несанкционированного доступа к узлам аппаратуры обеспечено пломбированием одного из крепёжных винтов верхней крышки. Место пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1, а место нанесения заводского номера приведены на рисунке 2.

Программное обеспечение

Аппаратура имеет встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ВПО) «ВПО», ПО контроллера «EFT Field Survey», «EFT Seismic», а также ПО «EFT Post Processing», «EFT SeisMonitor» устанавливаемое на персональный компьютер. С помощью указанного ПО обеспечивается взаимодействие модулей аппаратуры, настройка и управление рабочим процессом, хранение и передачи результатов измерений, а также пост-обработка измеренных данных.

Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	ВПО	EFT Field Survey	EFT Seismic	EFT Post Processing	EFT SeisMonitor
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 2.5.6	не ниже 4.2.0	не ниже 4.2.0	не ниже 2.0	не ниже 1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений длины базиса, м	от 0 до 30000
Границы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины базиса (при доверительной вероятности 0,95) в режимах, мм: - «Статика»: - в плане - по высоте - «Кинематика в реальном времени (RTK)»: - в плане - по высоте - «Дифференциальный кодовый (DGNS)»: - в плане - по высоте	$\pm 2 \cdot (2,5 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (10,0 + 0,8 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (250 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$ $\pm 2 \cdot (500 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)$
Допускаемая средняя квадратическая погрешность измерений длины базиса в режимах, мм: - «Статика»: - в плане - по высоте - «Кинематика в реальном времени (RTK)»: - в плане - по высоте - «Дифференциальный кодовый (DGNS)»: - в плане - по высоте	$2,5 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $5,0 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $10,0 + 0,8 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $250,0 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$ $500,0 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D$
Диапазон определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)», м	от 2 до 15

Наименование характеристики	Значение
Допускаемая средняя квадратическая погрешность определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)», мм: - в плане - по высоте	10 15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения планово-высотного положения объектов в заданной системе координат по полученному в процессе фотографирования облаку точек относительно положения ровера в режиме измерений «Кинематика в реальном времени (RTK)», мм: - в плане - по высоте	± 20 ± 30
Границы допускаемой абсолютной погрешности определения координат (при доверительной вероятности 0,95) в режиме «Автономный», мм: - в плане - по высоте	± 2000 ± 3000
Допускаемая средняя квадратическая погрешность определения координат в режиме «Автономный», мм: - в плане - по высоте	1000 1500
Примечание D - измеряемое расстояние, мм.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов	1408
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C	от -45 до +75
Напряжение источника питания постоянного тока, В: - внешнее питание - встроенный аккумулятор	от 5 до 12 7,2
Габаритные размеры (Д×В), мм, не более	130×80
Масса, кг, не более	0,97

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура геодезическая спутниковая	EFT M5 RUS	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Кейс для переноски	-	1 шт.
Внешняя УКВ антенна	-	1 шт.
Коммуникационный кабель	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации (на электронном носителе)	EFT M5 RUS.РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Включение и выключение ГНСС - приемника» «Аппаратура геодезическая спутниковая EFT M5 RUS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений, утверждённая приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2831;

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

ТУ 6811-002-51252683-2022 Аппаратура геодезическая спутниковая EFT M5 RUS. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕФТ СЕРВИС»

(ООО «ЕФТ СЕРВИС»)

ИНН 7717785073

Юридический адрес: 127015, г. Москва, ул. Новодмитровская, д. 2, к. 2

Тел./факс: +7 (495) 215-0087

E-mail: service@eftgroup.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕФТ СЕРВИС»

(ООО «ЕФТ СЕРВИС»)

ИНН 7717785073

Адрес: 127015, г. Москва, ул. Новодмитровская, д. 2, к. 2

Тел./факс: +7 (495) 215-0087

E-mail: service@eftgroup.ru

Испытательный центр

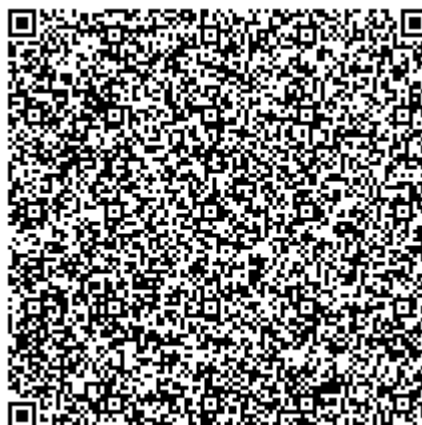
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М» (ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, с. 1

Тел.: +7 (495) 120-0350

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89129-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы многониточные измерительные микропроцессорные
Суперфлоу-ПЕ

Назначение средства измерений

Комплексы многониточные измерительные микропроцессорные Суперфлоу-ПЕ (далее — комплексы) предназначены:

Суперфлоу-ПЕ — для измерений и преобразования входных сигналов перепада (разности) давления на сужающем устройстве, давления и температуры газа и вычисления значений расхода и объема газа. При давлениях до 7,5 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К.

Суперфлоу-ПЕТ (исполнение 1) — для измерений и преобразования входных сигналов давления, температуры газа, выходного импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисления значений расхода и объема газа. При давлениях до 7,5 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К.

Суперфлоу-ПЕТ (исполнение 2) — для измерений и преобразования входных сигналов перепада давления, давления, температуры газа, выходного импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисления значений расхода и объема газа. При давлениях до 7,5 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К.

Суперфлоу-ПЕТ (исполнение 3) — для измерений и преобразования входных сигналов давления, температуры газа, выходного импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисления значений расхода и объема газа. При давлениях от 0,1 до 30,0 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении давления, перепада давления на сужающем устройстве и температуры газа, преобразовании импульсного сигнала расходомера-счётчика газа в значение объёма газа при рабочих условиях и вычислении расхода и объёма газа при стандартных условиях с учетом условно-постоянных параметров: плотности газа при стандартных условиях и компонентного состава газа. Расчет коэффициента сжимаемости и плотности газа выполняется в соответствии с ГОСТ 30319.2-2015 и ГОСТ 30319.3-2015.

Комплексы состоят из:

- вычислителя с программным обеспечением;
- терминала СНИТ СТА01.20.00;
- преобразователей давления 3051, преобразователей давления измерительных «ЭЛЕМЕР-АИР-30М», преобразователей давления измерительных СДВ-SMART;
- преобразователей разности давлений 3051, преобразователей разности давлений измерительных «ЭЛЕМЕР-АИР-30М», преобразователей разности давлений СДВ-SMART.
- термопреобразователей сопротивления ТСМ 012, ТСП 012, преобразователя сопротивления СНАГ687281.017;

- блока питания БП4-12 СНАГ 436.234.001/СТА 10.00.00,
- концентратора сигналов КС-8С/1 (КС-4С/1) СТИГ2.736.013;
- барьера искрозащиты ISCOM СНАГ 436231.001.

Комплексы имеют модификации Суперфлоу-ПЕ и Суперфлоу-ПЕТ которые отличаются комплектностью и методом измерений расхода и объема газа.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕ осуществляет автоматическое непрерывное измерение давления, перепада давления, температуры и вычисление расхода и объема газа при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005 – ГОСТ 8.586.5-2005 (ИСО 5167-1:2003) с учетом условно-постоянных параметров: плотности газа при стандартных условиях, содержания азота и углекислого газа. Метод расчета физических свойств по ГОСТ 30319.2-2015.

Комплекс Суперфлоу-ПЕ может использоваться одновременно на одном, двух или трех измерительных трубопроводах.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕ осуществляет отображение на жидкокристаллическом дисплее, а также регистрацию на бумажном носителе с указанием даты и текущего времени следующих параметров:

- расхода газа за интервал, соответствующий виду отчета, приведенного к стандартным условиям, по каждому измерительному трубопроводу;
- объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- индикацию по вызову оператора на экране дисплея терминала следующей информации по каждому измерительному трубопроводу:
 - расхода газа при рабочих условиях, при стандартных условиях, м³/час;
 - давления, кПа (кгс/см²);
 - перепада давления, кПа (кгс/м²);
 - температуры, °С;
 - расхода (нарастающего объема) газа от начала контрактных суток, м³.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕТ выпускается в трех исполнениях.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕТ исполнение 1:

- осуществляет автоматическое непрерывное измерение давления и температуры газа, преобразование импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисление расхода и объема газа при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ Р 8.740-2011 или ГОСТ 8.611-2013 на одном или двух измерительных трубопроводах. Метод расчета физических свойств по ГОСТ 30319.2-2015.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕТ исполнение 2:

- осуществляет автоматическое непрерывное измерение давления, перепада давления, температуры и вычисление расхода и объема газа при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005 – ГОСТ 8.586.5-2005 (ИСО 5167-1:2003) на первом измерительном трубопроводе; Метод расчета физических свойств по ГОСТ 30319.2-2015.

- осуществляет автоматическое непрерывное измерение давления и температуры газа, преобразование импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисление расхода и объема газа при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ Р 8.740-2011 или ГОСТ 8.611-2013 на втором измерительном трубопроводе. Метод расчета физических свойств по ГОСТ 30319.2-2015.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕТ исполнение 3:

- осуществляет автоматическое непрерывное измерение давления и температуры газа, преобразование импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисление расхода и объема газа при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ Р 8.740-2011 или ГОСТ 8.611-2013. Метод расчета физических свойств по ГОСТ 30319.3-2015. Вычисление физических свойств, на основе данных о компонентном составе.

Комплекс модификации Суперфлоу-ПЕТ осуществляет отображение на жидкокристаллическом дисплее, а также регистрацию на бумажном носителе с указанием даты и текущего времени следующих параметров:

- расхода газа за интервал, соответствующий виду отчета, приведенного к стандартным условиям, по каждому измерительному трубопроводу;
- объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- индикацию по вызову оператора на экране дисплея терминала следующей информации по каждому измерительному трубопроводу:
 - расхода газа при рабочих условиях, при стандартных условиях $\text{м}^3/\text{час}$;
 - давления, кПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$);
 - перепада давления, кПа ($\text{кгс}/\text{м}^2$) (исполнение 2 измерительный трубопровод 1);
 - температуры, $^{\circ}\text{C}$;
 - расхода (нарастающего объема) газа от начала контрактных суток, м^3 .

Заводской номер в виде цифрового кода наносится на фирменную планку комплекса методом лазерной гравировки, устанавливаемую на лицевой поверхности вычислителя.

Общий вид комплексов с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид комплексов многоточных измерительных микропроцессорных Суперфлоу-ПЕ

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного доступа к элементам конструкции комплексов, обозначение места нанесения наклейки изготовителя представлены на рисунке 2.

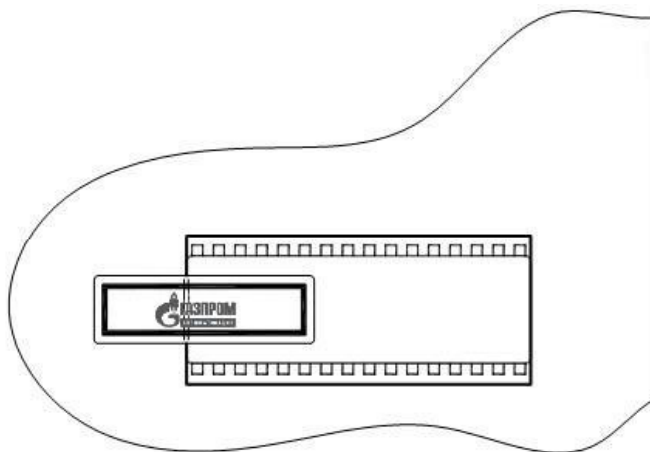


Рисунок 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения наклейки изготовителя

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов состоит из встроенного ПО вычислителя и внешнего ПО «СНІТ», устанавливаемого на терминал «СНІТ», либо внешнего ПО «РССНІТ», устанавливаемого на ПК. Сервисная программа DUMPTOPC.

Внешнее ПО вычислителя служит для сервисного обеспечения вычислителя и установлено в терминале «СНІТ», либо на ПК:

ПО «СНІТ» и «РССНІТ» обеспечивает:

- ввод (изменение) в память вычислителя всех данных, необходимых для расчета расхода и количества природного газа;
- замену показаний вышедших из строя преобразователей давления, перепада давления и температуры константами;
- градуировку преобразователей давления, перепада давления и температуры;
- вывод всех измеренных и вычисленных параметров;
- снятие и сохранение на персональный компьютер месячных, суточных и периодических отчетов с последующей их визуализацией, русификацией и/или печатью на принтере.

Для имитации терминала с помощью программных средств на персональном компьютере используется ПО «РССНІТ», которое представляет собой полную эмуляцию ручного терминала «СНІТ» и предназначена для ввода и вывода информации с вычислителя, входящего в состав комплекса, снятия отчетов из вычислителя, их последующего сохранения, визуализации и распечатки.

Программа DUMPTOPC предназначена для переноса информации из терминала «СНІТ» в персональный компьютер ПК.

Описание сервисного ПО см. в соответствующих руководствах пользователя:

- DUMPTOPC ЗИ2.838.009 Д4;
- РССНІТ ЗИ2.838.009 Д5;

Внешнее ПО «СНІТ» и «РССНІТ» являются метрологически не значимым.

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) вычислителя предназначено для выполнения функций комплексов:

- измерение аналоговых и частотных сигналов от внешних преобразователей давления, перепада давления, температуры, расхода;
- расчет расхода и объема газа в соответствии с реализованными методами (методиками) и алгоритмами;
- формирование периодических архивов;
- формирование архивов аварийных ситуаций и вмешательств;
- выполнение калибровки, градуировки каналов измерения;
- отображение информации на жидкокристаллическом дисплее;

- интерфейс пользователя через порты ввода/вывода RS-232 или RS-485;
- защиту хранящихся в памяти вычислителя данных от преднамеренных и не преднамеренных изменений.

ПО вычислителя располагается в микросхеме ПЗУ, расположенной на плате вычислителя. Программирование (прошивка) ПЗУ осуществляется специальными средствами на предприятии-изготовителе. После выполнения операции программирования микросхема ПЗУ устанавливается в панель платы вычислителя и пломбируется.

Аппаратная защита ПО (кода программы) от умышленных изменений обеспечивается:

- применением специальных аппаратных средств программирования (прошивки) ПЗУ;
- ограничением доступа к ПЗУ путем пломбирования корпуса микросхемы;
- отсутствием возможности модификации кода программы через другие внешние интерфейсы.

Защита ПО от случайных изменений обеспечивается вычислением и периодической проверкой контрольной суммы области хранения исполняемого кода программы.

Метрологические характеристики комплексов нормированы с учетом влияния программного обеспечения. Вычислитель обеспечивает идентификацию встроенного ПО посредством индикации номера версии.

Идентификационные данные ПО комплексов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Суперфлоу-ПЕ	Суперфлоу-ПЕТ исполнение 1	Суперфлоу-ПЕТ исполнение 2	Суперфлоу-ПЕТ исполнение 3
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО	Встроенное ПО	Встроенное ПО	Встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	SF21RU7C	SF21RU5D	SF21RU6D	SF21RU5E
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	-	-	-	-

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Суперфлоу-ПЕ	Суперфлоу-ПЕТ
Верхние пределы измерений перепада давлений, кПа	от 6 до 250	от 6 до 250
Верхние пределы измерений: избыточного давления, кПа абсолютного давления, кПа	от 100 до 7398,67 от 100 до 7500	Исполнение 1 и 2
		от 100 до 7398,67 от 100 до 7500
		Исполнение 3
		от 100 до 29898,67 от 100 до 30000
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразователей давления, %	±0,1	±0,1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразователей перепада давления, %	±0,1	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности термопреобразователей сопротивления, °С	±0,3	±0,3
Диапазон измерений температуры газа, °К (°С)	от 253 до 323 (от -20 до +50)	от 253 до 323 (от -20 до +50)
Пределы допускаемой основной относительной погрешности комплекса: - выполняющего измерения с использованием ультразвуковых, турбинных, ротационных или вихревых счетчиков, % - выполняющего измерения с помощью стандартных СУ, при изменении перепада давления от 9 до 100% от В.П.П. (основной диапазон) ¹⁾ , % - при изменении перепада давления от 1 до 9% от В.П.П. (дополнительный диапазон) ¹⁾ , %	-	±0,3
	±0,5	±0,5
	±5	±5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С, %	±0,5 предела основной относительной погрешности	±0,5 предела основной относительной погрешности
Примечание: ¹⁾ - определяется по формуле: $\frac{5}{\%В.П.П.}$, где В.П.П. – верхний предел измерений преобразователя.		

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация комплекса	Суперфлоу-ПЕ	Суперфлоу-ПЕТ
Диапазон частот входного импульсного сигнала, Гц	-	от 0 до 5000
Выходные сигналы преобразователей, В	от 0,8 до 3,2	
Маркировка взрывозащиты	1ExibIIBT3GbX	
Нормальные условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 35°С и более низких температурах, без конденсации влаги, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 до 95 от 84 до 106,7	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 35°С и более низких температурах, без конденсации влаги, % - атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 до 95 от 84 до 106,7	

Знак утверждения типа

наносится на фирменную планку комплекса методом лазерной гравировки, устанавливаемую на боковой поверхности вычислителя, и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вычислитель	ЗИ2.838.009/ ЗИ2.838.009Т	1
Терминал СНІТ	СТА01.20.00	по заказу
Преобразователи давления измерительные	3051 СДВ-SMART АИР-30М	по заказу
Преобразователи разности давлений измерительные	3051 СДВ-SMART АИР-30М	по заказу
Термопреобразователи сопротивления	НСХ 100М, 100П моделей ТСМ 012, ТСП 012, Кл. А	по заказу
Блок искрозащиты ISCOM	СНАГ 436231.001	по заказу
Блок питания БП / БП-С2/12	СНАГ 436.234.001/ СТА 10.00.00	по заказу
Концентратор сигналов	СТИГ2.736.013	по заказу
Руководство по эксплуатации	ЗИ2.838.009 РЭ1/РЭ2	1
Паспорт	ЗИ2.838.009 ПС1/ПС2/ПС3	1
Сервисное программное обеспечение DUMPTOPC, РССНІТ	ЗИ2.838.009 Д4 ЗИ2.838.009 Д5	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе ЗИ2.838.009 РЭ1/РЭ2 «Комплекс многониточный измерительный микропроцессорный «Суперфлоу-ПЕТ» «Суперфлоу-ПЕ»». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексам многониточным измерительным микропроцессорным Суперфлоу-ПЕ

ГОСТ Р 8.740–2011 ГСИ. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков;

ГОСТ 8.611–2013 ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода;

ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств;

ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода;

ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе газа;

ТУ 4318-029-001237702-98 Многониточный измерительный микропроцессорный комплекс «Суперфлоу-ПЕ». Технические условия.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)

Юридический адрес: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Кирпичные Выемки, д. 3, помещ. VI, ком. 21

ИНН 7704028125

Телефон: (499) 580-41-40

Web-сайт: www.gazprom-auto.ru

E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Кирпичные Выемки, д. 3, помещ. VI, ком. 21

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Кирпичные выемки, д. 3

ИНН 7704028125

Телефон: (499) 580-41-40

Web-сайт: www.gazprom-auto.ru

E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Испытательный центр

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

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

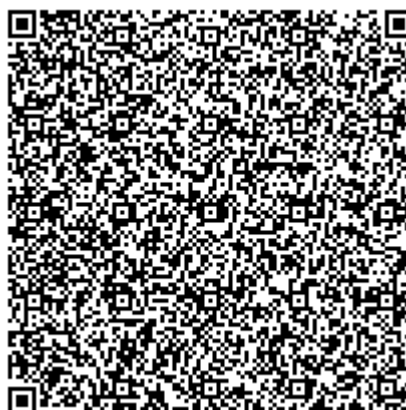
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50 (25+25)

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-50 (25+25) (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуара РГС-50 (25+25) – подземная.

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

Резервуар РГС-50 (25+25) с заводским номером 339, расположен на территории АЗС №106, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 420054, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Техническая, 64а.

Эскиз общего вида резервуара приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

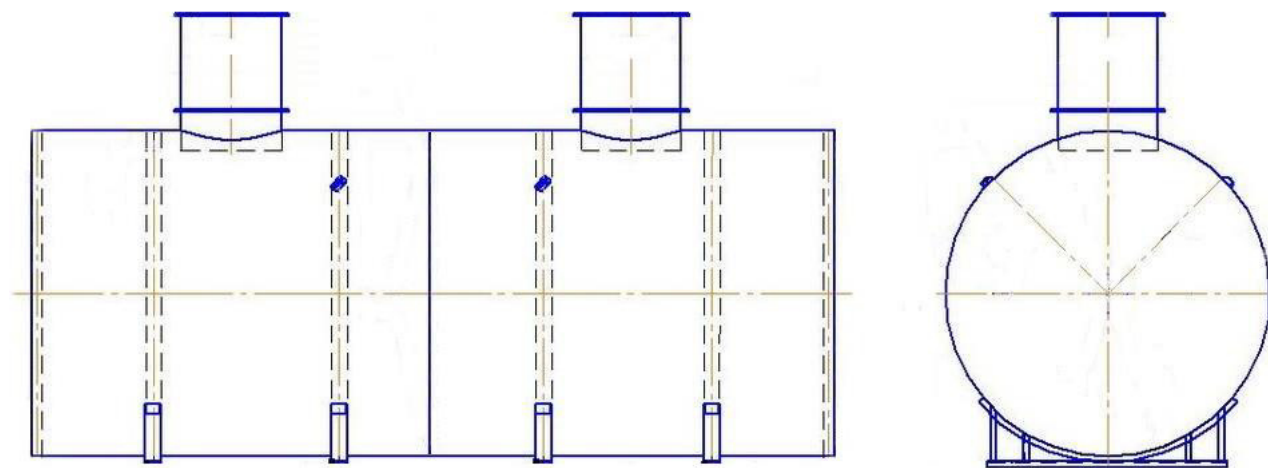


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара

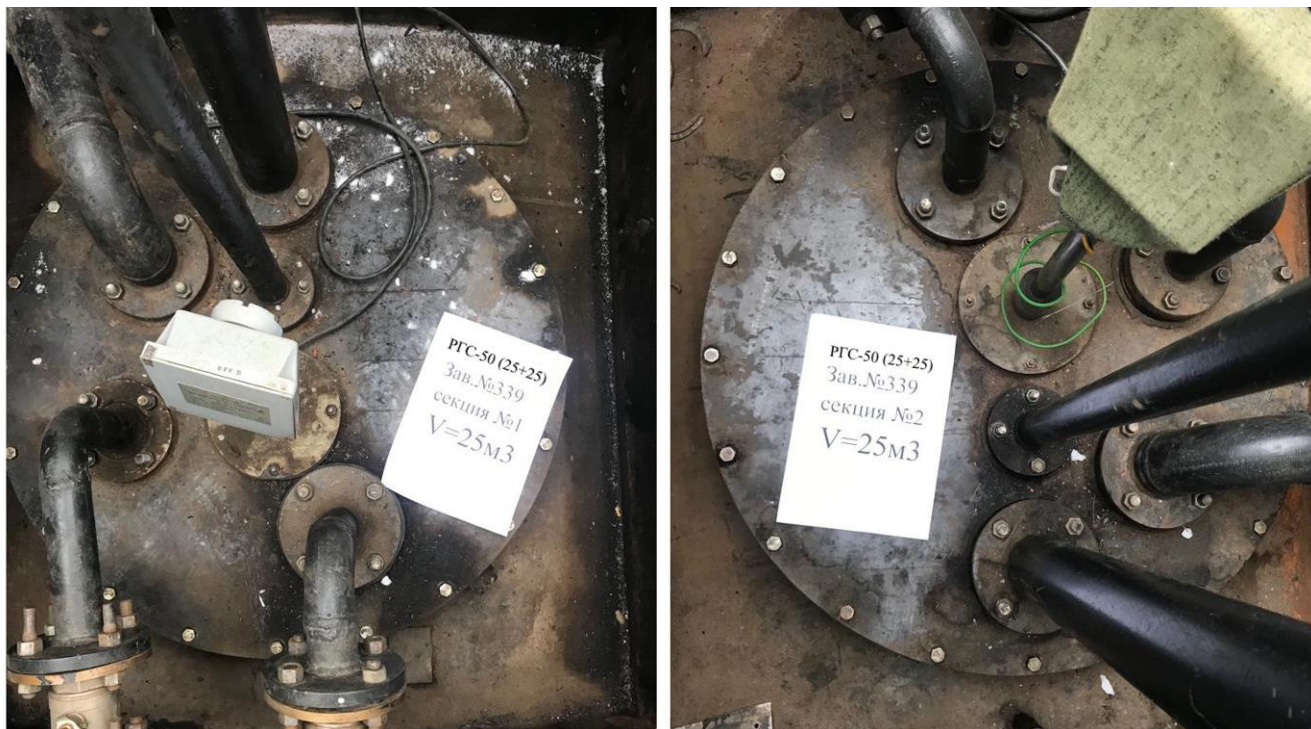


Рисунок 2 – Горловины резервуара РГС-50 (25+25)

Пломбирование резервуара РГС-50 (25+25) не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Номинальная вместимость секции №1, м ³	25
Номинальная вместимость секции №2, м ³	25
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50 (25+25)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

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

Изготовитель

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

Испытательный центр

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

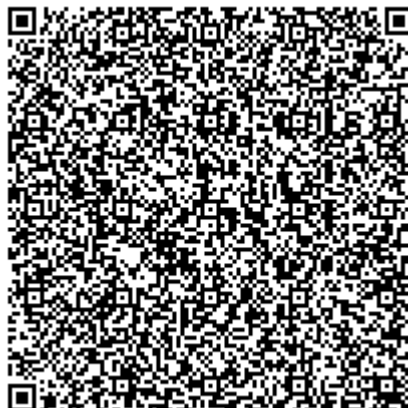
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89131-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 50 м³ подземного расположения.

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РГС-50 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4, расположены на территории АЗС №159, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 420110, Республика Татарстан, г. Казань, проспект Победы, 69.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4, 5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

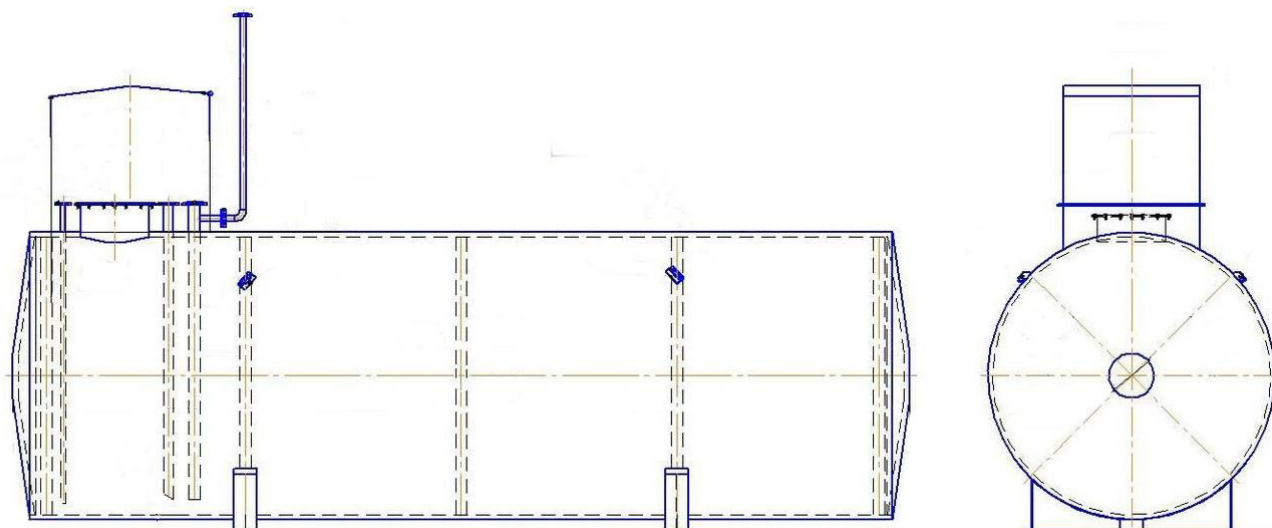


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров

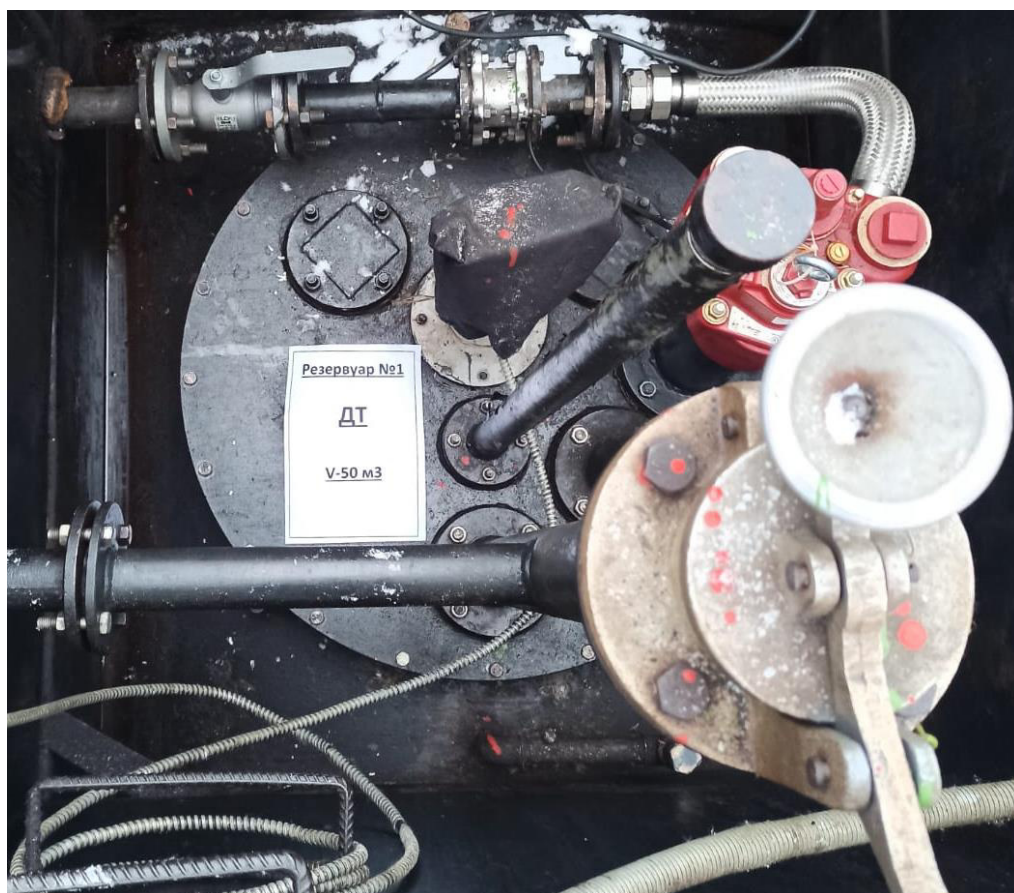


Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№ 1



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№ 2



Рисунок 4 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№ 3



Рисунок 5 – Горловина резервуара РГС-50 зав.№ 4

Пломбирование резервуаров РГС-50 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

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

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

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

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

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

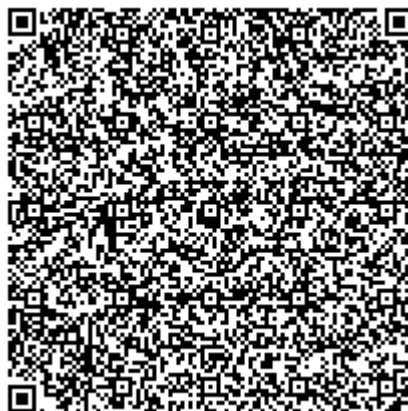
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89132-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Пикнометры напорные ПН

Назначение средства измерений

Пикнометры напорные ПН (далее – пикнометры) предназначены для измерений объемов отбираемых проб жидкостей при условиях транспортирования их по технологическим трубопроводам и применяются в составе установок пикнометрических для прецизионных измерений плотности жидкостей, а также при проведении поверки и калибровки поточных преобразователей плотности.

Описание средства измерений

Пикнометры выпускаются в двух исполнениях в зависимости от формы корпуса пикнометра:

- исполнение ПН-01 имеет цилиндрическую форму корпуса (Рисунок 1, а);
- исполнение ПН-02 имеет сферическую форму корпуса (Рисунок 1, б).

Исполнение ПН-02 имеет меньшую, чем у исполнения ПН-01 номинальную массу корпуса пикнометра при близком значении номинального внутреннего объема.

Принцип действия пикнометров основан на отборе пробы исследуемой жидкости, объем которой равен внутреннему объёму пикнометра при давлении и температуре жидкости в технологическом трубопроводе. Действительное значение внутреннего объема пикнометра при условиях отбора пробы является одной из входных величин уравнения измерений пикнометрического метода измерений плотности, реализуемого установками пикнометрическими.

Конструктивно пикнометры выполнены в виде цельнометаллического сосуда с двумя запорными кранами конусного типа и клапаном аварийного сброса давления мембранного типа. Краны пикнометров имеют патрубки для соединения между собой и подключения к быстросъёмным соединениям рукавов высокого давления.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер наносится на тело пикнометра (рисунок 1) методом лазерной или электрохимической гравировки.

Пломбирование пикнометров не предусмотрено.

а)



б)



Рисунок 1 – Общий вид пикнометров:
а) исполнение ПН-01; б) исполнение ПН-02

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные метрологические и технические характеристики пикнометров

Наименование характеристики	Значение	
	ПН-01	ПН-02
Номинальный внутренний объем пикнометра, см ³ , не менее*	1000	1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности действительного значения внутреннего объема пикнометра при атмосферном давлении и температуре 25 °С, см ³	± 0,025	
Коэффициент изменения внутреннего объема пикнометра под воздействием температуры жидкости, отличной от 25 °С, см ³ ·°С ⁻¹ , не более	0,1	
Коэффициент изменения внутреннего объема пикнометра под воздействием избыточного давления жидкости, см ³ ·МПа ⁻¹ , не более	0,1	
Габаритные размеры пикнометра, мм, не более:		
- диаметр	120	143
- высота	326	307
Номинальная масса пустого пикнометра, г, не более*	4800	4300

Продолжение таблицы 2

Материал корпуса пикнометра	Нержавеющая сталь
Условия эксплуатации: - рабочая среда - допускаемое рабочее давление жидкости при отборе пробы, МПа, не более - температура жидкости при отборе пробы, °С - температура окружающего воздуха при отборе пробы жидкости, °С	Нефть и нефтепродукты 6,3 от 0 до +50 от -25 до +50
Срок службы пикнометра, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
* действительные значения объема и массы для каждого экземпляра приведены в паспортах на пикнометры и протоколах поверки.	

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность пикнометров

Наименование	Обозначение	Количество
Пикнометр напорный	ПН-01 или ПН-02	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	ШДЕК.414123.025.01.000.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	ШДЕК.414123.025.01.000.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации «Пикнометры напорные ПН».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

СНМК.414123.025.01.000.000 ТУ «Пикнометры напорные ПН. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)

ИНН 4704045809

Юридический адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.), д. 7

Телефон: 8 (81378) 78-778

Факс: 8 (81378) 78-720

Web-сайт: www.transneft.ru

E-mail: info@prm.transneft.ru

Изготовитель

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

ИНН 7810728739

Юридический адрес: 196247, г. Санкт-Петербург, Новоизмайловский пр., д. 67, корп. 2,
помещ. 5Н, лит. А

Адреса деятельности:

190020, г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17;

196650, г. Санкт-Петербург, г. Колпино, ул. Финляндская, д. 37

Телефон: +7 (812)327-97-76

Факс: +7 (812)251-56-72

Web-сайт: www.ooo-monitoring.ru

E-mail: info@ooo-monitoring.ru

Испытательный центр

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

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

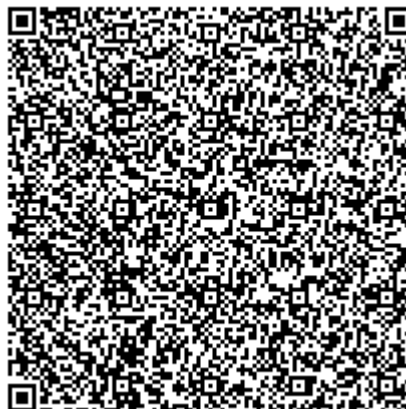
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89133-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Установка резервуаров РГС – подземная.

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

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

Резервуары РГС-30 с заводскими номерами 2, 3, РГС-60 с заводским номером 1 расположены на территории АЗС №108, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 420110, Республика Татарстан, г. Казань, проспект Победы, 72в.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

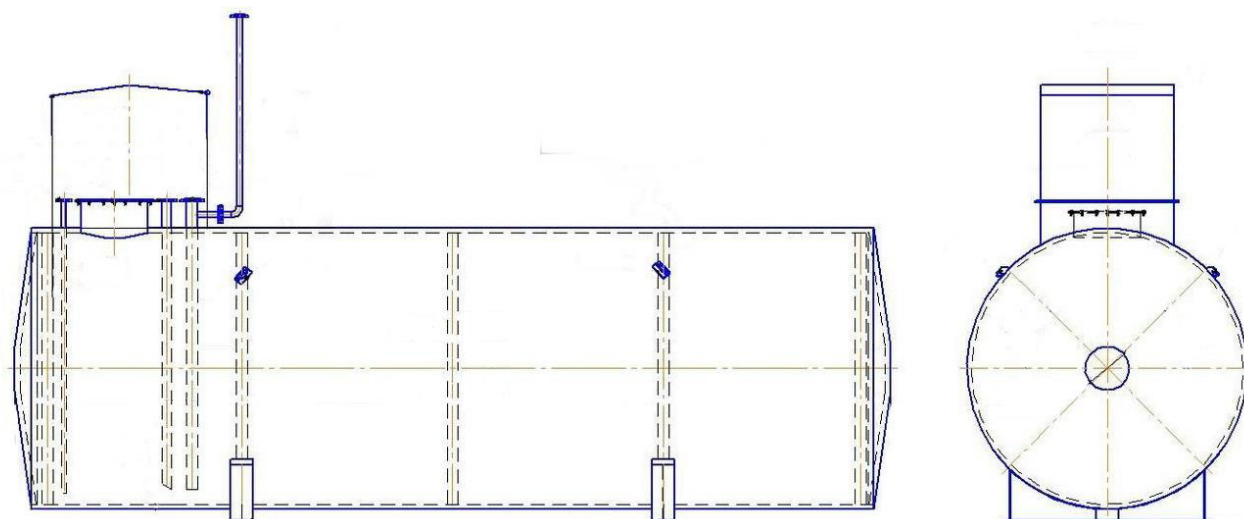


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров

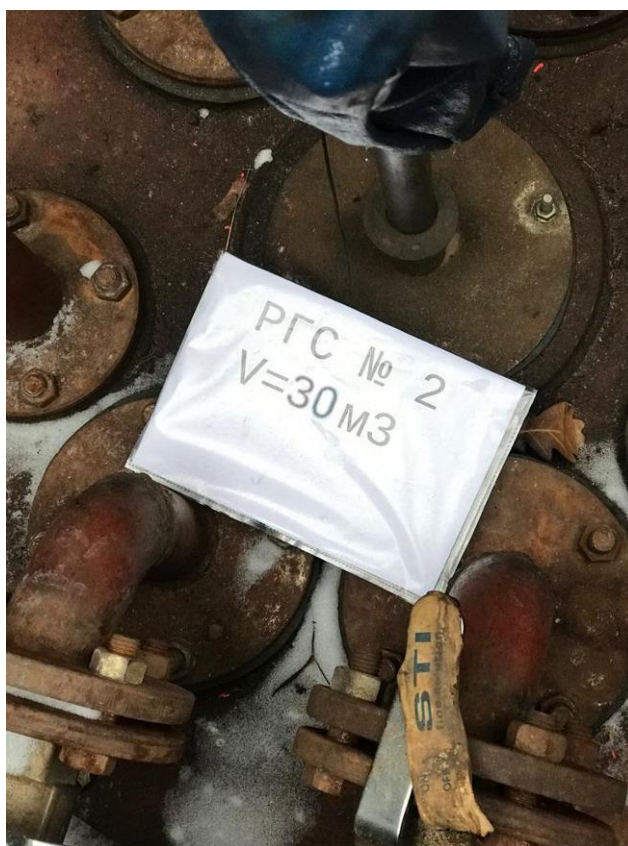


Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-30 зав.№ 2



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГС-30 зав.№3



Рисунок 4 – Горловина резервуара РГС-60 зав.№1

Пломбирование резервуаров РГС не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-30	РГС-60
Номинальная вместимость, м ³	30	60
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25	

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-30	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-60	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

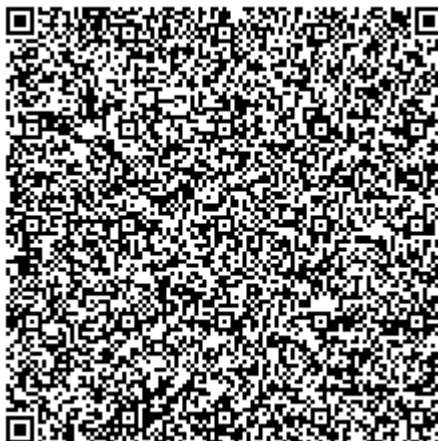
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89134-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 22/02, 23/02, расположены на территории АЗС №106, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 420054, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Техническая, 64а.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

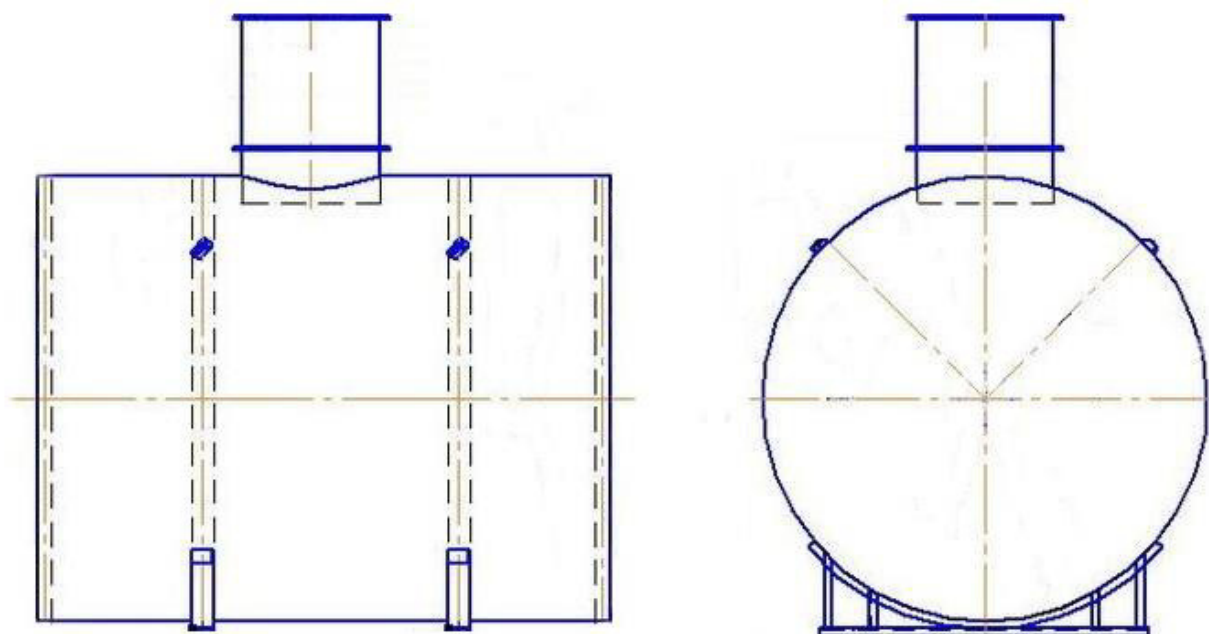


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-25 зав. № 22/02



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 23/02

Пломбирование резервуаров РГС-25 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

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

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

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

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

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

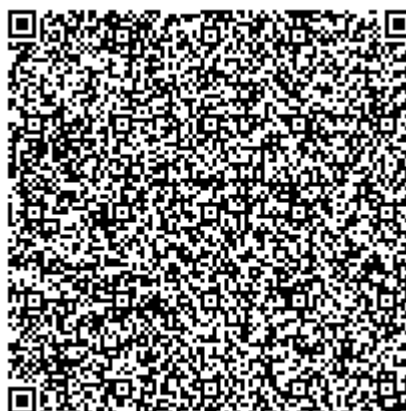
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89135-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-25

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

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

Резервуары РГС-25 с заводскими номерами 1, 2, 3, 4, расположены на территории АЗС №138, ООО «ТАИФ-НК АЗС» по адресу: 420057, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Воровского, 83.

Эскиз общего вида резервуаров приведен на рисунке 1. Фотографии горловин приведены на рисунках 2, 3, 4, 5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

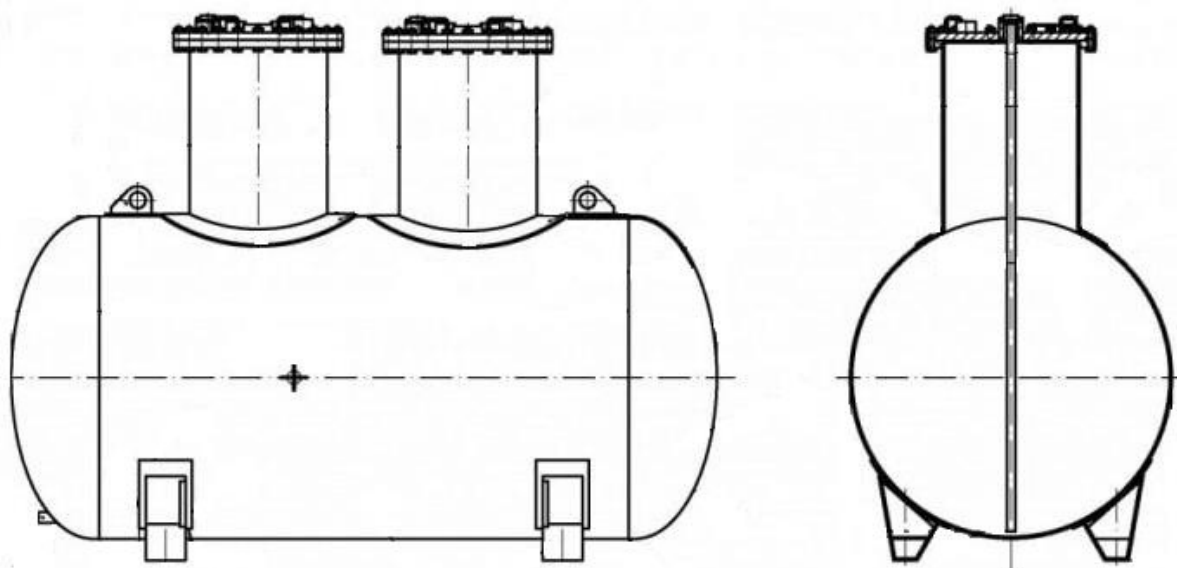


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров



Рисунок 2 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 1



Рисунок 3 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 2



Рисунок 4 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 3



Рисунок 5 – Горловина резервуара РГС-25 зав.№ 4

Пломбирование резервуаров РГС-25 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

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

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

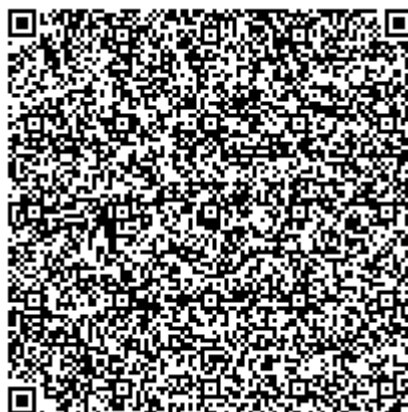
Общество с ограниченной ответственностью «ТАИФ-НК АЗС»
(ООО «ТАИФ-НК АЗС»)
ИНН 1639028805
Юридический адрес: 420097, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Зинина, д. 10, оф. 507
Телефон: +7 (843) 203-21-90
Web-сайт: taifazs.ru
E-mail: office@taifazs.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2023 г. № 1074

Регистрационный № 89136-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные переносные СПП Аршин

Назначение средства измерений

Установки поверочные переносные СПП Аршин (далее – установки) предназначены для измерений, хранения и передачи единиц объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при проведении исследований, испытаний, поверки, калибровки и других работ по определению метрологических характеристик средств измерений объема жидкости в потоке и/или объемного расхода жидкости.

Описание средства измерений

Принцип работы установок основан на измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости с помощью преобразователя расхода, включенного в единый гидравлический тракт с поверяемым средством измерений.

Установки состоят из преобразователя расхода электромагнитного, гидравлического тракта рабочего контура и измерительно-вычислительного комплекса, которые смонтированы в переносном пластмассовом корпусе. Управление может осуществляться с помощью панели управления и/или пультом дистанционного управления.

Объем жидкости в потоке и объемный расход жидкости вычисляется и индицируется измерительно-вычислительным комплексом на основе данных, измеренных преобразователем расхода.

Подключение установок к гидравлическому тракту рабочего контура, в котором расположено поверяемое средство измерений, производится с помощью трубопроводов (гибких шлангов) через быстроразъемные соединения. Жидкость проходит через поверяемое средство измерений, вводный трубопровод (гибкий шланг), гидравлический тракт рабочего контура и преобразователь расхода установки, и далее, через выходной трубопровод (гибкий шланг), либо в сток, либо в накопительную емкость.

Корпус установки изготовлен из ударопрочного износостойкого пластика черного цвета (либо другого по требованию заказчика).

Измерительно-вычислительный комплекс управляет работой установки, в автоматическом режиме собирает, обрабатывает и сравнивает полученные показания поверяемого средства измерений и средств измерений установки, а также выводит полученные данные на дисплей установки и/или через интерфейсы связи (карта памяти).

Информацию с поверяемого средства измерений считывают визуально по показаниям его индикатора и вводят в измерительно-вычислительный комплекс, либо показания с поверяемого средства измерений фиксируются автоматически при помощи фотокамеры.

После проведения поверки средства измерений в энергонезависимой памяти измерительно-вычислительного комплекса сохраняется протокол поверки.

Общий вид установок приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установок

Пломбировка установок осуществляется с помощью наклейки, которая наклеивается на монтажный винт на задней стороне пластикового корпуса, с нанесением знака поверки на наклейку.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведено на рисунке 2.

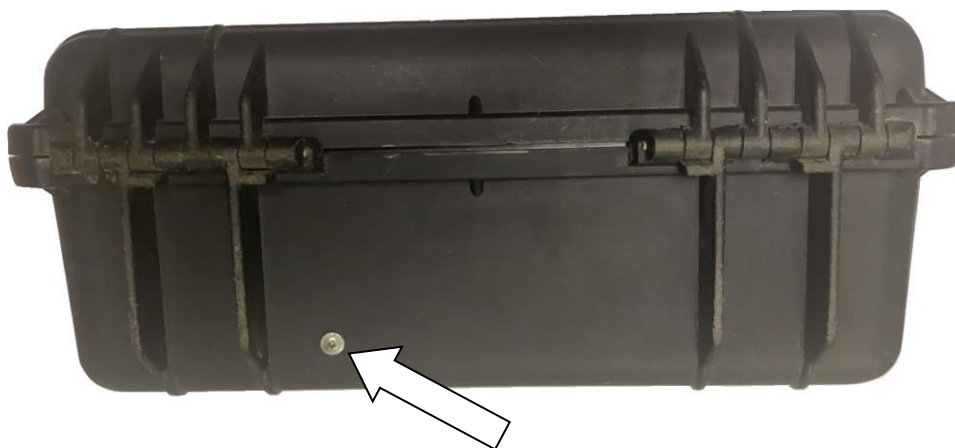


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер наносится в цифровом формате на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки, методом клепания.

Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.

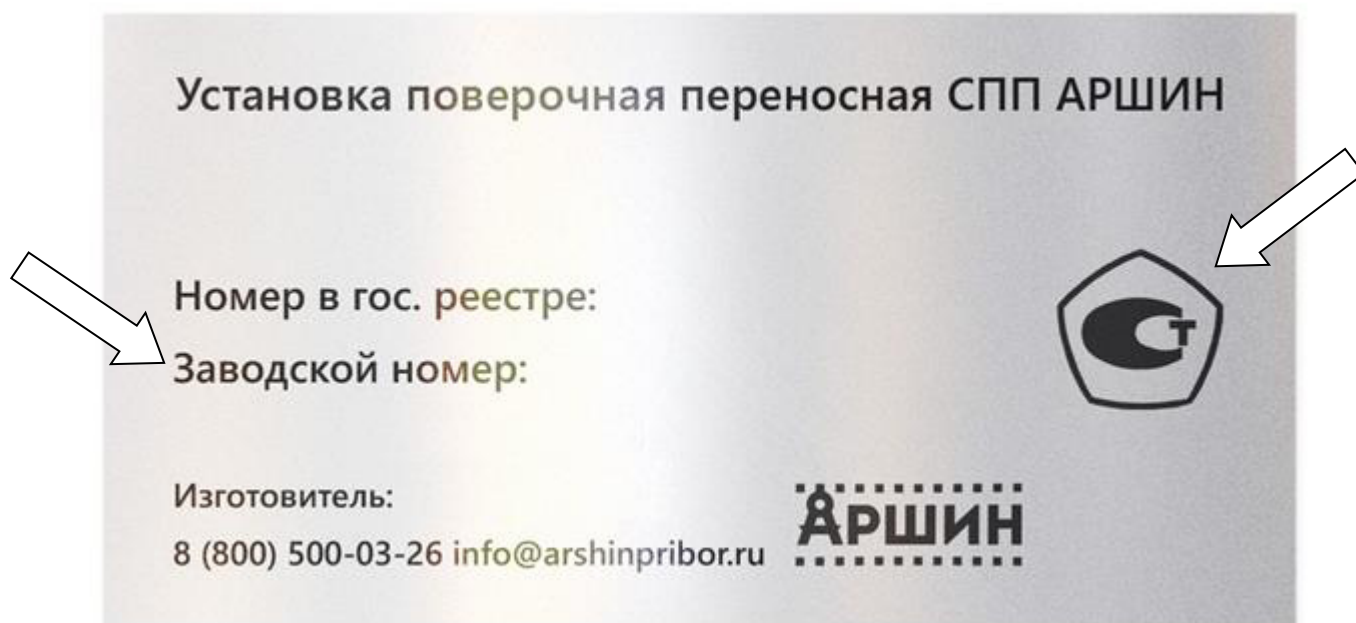


Рисунок 3 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок встроенное.

Программное обеспечение установок предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения результатов измерений и их вывода на дисплей установки.

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики установок.

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

Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Программное обеспечение установок разделяется на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	Аршин ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0xx
Цифровой идентификатор ПО	—

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Диапазон измерений (воспроизведения) объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 0,01 до 3
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении единиц) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %	±0,3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений	DN 10, DN 15, DN 20
Измеряемая среда	жидкость (вода питьевая)
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +90
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,0
Параметры электрического питания: – напряжение питания постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	24±0,2 220±22 50±5
Потребляемая мощность, Вт, не более	20
Габаритные размеры, мм, не более – высота – ширина – длина	180 350 450
Масса, кг, не более	10
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе установки и на титульных листах по центру вверху руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установок поверочных переносных СПП Аршин

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Установка поверочная	СПП Аршин	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СПП Аршин-0001.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	СПП Аршин-0001.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях массового и объемного расходов жидкости, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 26 сентября 2022 г. № 2356;

ТУ 26.51.52.110-002-77140154-2022. «Установки поверочные переносные СПП Аршин. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АршинПрибор»
(ООО «АршинПрибор»)
ИНН 9715421275

Юридический адрес: 127566, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Отрадное, пр-д Высоковольный, д. 1, с. 49, эт. 3, оф. 449

Телефон: +7(499) 460-03-26

E-mail: info@arshinpribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АршинПрибор»
(ООО «АршинПрибор»)
ИНН 9715421275

Юридический адрес: 127566, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Отрадное, пр-д Высоковольный, д. 1, с. 49, эт. 3, оф. 449

Телефон: +7(499) 460-03-26

E-mail: info@arshinpribor.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

