

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

**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 испытание	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары вертикальные стальные	РВС	Е	88550-23	модификация РВС-1000: №№ 200, 201, 202, 203, 204, 205; 321, 322, 323, 324, 325, 326; модификация РВС-5000: №№ 241, 242, 243, 244; модификация РВС-20000: №№ 53, 54, 55; 60	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза за "Красный Яр"), Новосибирская обл., пос. Красный Яр	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза за "Красный Яр"), Новосибирская обл., пос. Красный Яр	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод" (АО "ННК-Хабаровский НПЗ"), г. Хабаровск	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	28.10.2022
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	88551-23	001	Акционерное общество Группа Компаний "Системы и Технологий" (АО ГК "Системы и Технологий"), г. Владимир	Публичное акционерное общество "Федеральная гидроэнергетическая компания - РусГидро" (ПАО "РусГидро"), г. Красноярск	ОС	МП 2-2023	4 года	Акционерное общество Группа Компаний "Системы и Технологий" (АО ГК "Системы и Технологий"), г. Владимир	АО ГК "Системы и Технологий", г. Владимир	03.02.2023

7.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-13	Е	88556-23	2	им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Белкамнефть" имени А.А. Волкова (АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.11.2022
8.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-200	Е	88557-23	37687, 37688	Акционерное общество "Белкамнефть" имени А.А. Волкова (АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	Акционерное общество "Белкамнефть" имени А.А. Волкова (АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Белкамнефть" имени А.А. Волкова (АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова), Удмуртская Республика, г. Ижевск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	14.11.2022
9.	Машины координатно-измерительные	Accurate SF 7.6.5	С	88558-23	SF-06	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	ОС	МП-057-2022	1 год	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	10.10.2022
10.	Машины координатно-измерительные	Accurate	С	88559-23	модификация Spectra 6.8.5, зав. № 1501; модификация Spectra 8.15.6, зав. № 1483; модификация Cordimesur 10.15.8, зав. № 1522; модификация	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	ОС	МП-058-2022	1 год	Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ Метрология", Московская обл., г. Чехов	10.10.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88557-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-200

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

При проведении поверки теплоизоляция резервуаров демонтируется.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр и обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра резервуаров, нанесены ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуары РГС-200 с заводскими номерами 37687, 37688, расположены на территории ПСП «Белкамнефть» по адресу: Республика Башкортостан, Калтасинский район, с. Кутерем.

Общий вид резервуаров РГС-200 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

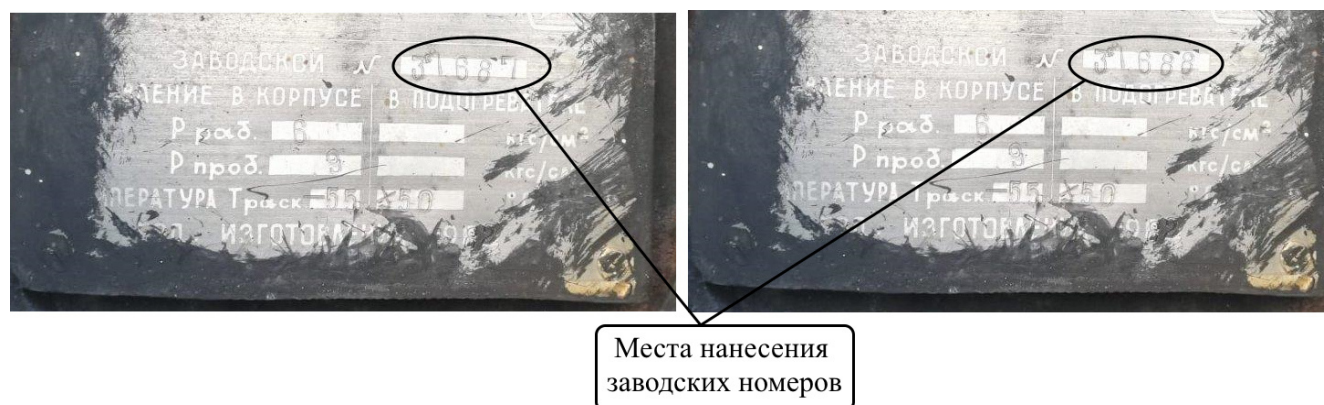


Рисунок 1 – Маркировочные таблички резервуаров



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-200 №37687



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-200 №37688

Пломбирование резервуаров РГС-200 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25

Таблица 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.

Таблица 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

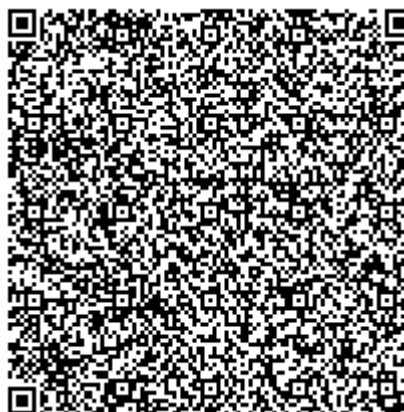
Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Изготовитель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А. Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Испытательный центр

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные Accurate SF 7.6.5

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные Accurate SF 7.6.5 (далее – КИМ) предназначены для автоматизированных трехмерных измерений геометрических параметров объектов сложной формы в цеховых или лабораторных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на считывании с измерительных шкал, при помощи дифракционных оптических энкодеров, значений измеряемой длины, соответствующей интервалу перемещений датчиков по осям X, Y, Z, образующих декартову систему координат.

При проведении измерений определяются координаты отдельных или множества точек на измеряемой поверхности в пределах диапазона измерений КИМ. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести линейные измерения.

Конструктивно КИМ представляют собой стационарные машины консольного типа с неподвижным измерительным столом.

КИМ состоит из алюминиевой литой станины с установленным отдельно блоком контроллеров, гранитного измерительного стола с возможностью регулировки по высоте, алюминиевой консоли, пиноли по оси Z из углеродного волокна повышенной прочности, встроенных измерительных шкал по трем осям координат, персонального компьютера. Перемещение КИМ по осям осуществляется по линейным направляющим на подшипниках скольжения с использованием пульта управления или через программное обеспечение на персональном компьютере.

Станина КИМ имеет антивибрационные регулируемые опоры для установки по уровню.

КИМ оснащаются контактными измерительными головками РН6М, РН10 (М/МQ) с датчиком SP25М. Измерительная головка РН6М имеет фиксированное положение контактного датчика, измерительная головка РН10 позволяет изменять угол установки датчика для проведения измерений под разными углами.

КИМ оснащены мультисенсорной системой термокомпенсации. Температурные датчики встроены непосредственно в координатно-измерительную машину. Кроме того, пользователям предоставляется внешний датчик, используемый для измеряемой детали когда система термокомпенсации активна. Система управления корректирует измерения, выполняемые координатно-измерительной машиной, используя значения температуры, измеренные с помощью датчиков.

Измерения производятся в ручном и автоматическом режимах. Ручной режим управления КИМ осуществляется с клавиатуры персонального компьютера или при помощи пульта управления, переключающегося на замедленный ход.

Автоматический режим реализуется через программное обеспечение, установленное на персональный компьютер, по заранее составленному алгоритму.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится типографским способом на металлизированную наклейку, расположенную на задней поверхности станины.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид машин координатно-измерительных и схема пломбировки приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид машин координатно-измерительных

Пломбировка КИМ от несанкционированного доступа не осуществляется.

Программное обеспечение

Координатно-измерительные машины работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО), устанавливаемого на внешнем персональном компьютере. ПО предназначено для управления КИМ, сбора, отображения, обработки, регистрации, передачи 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 ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Arco CAD
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.7
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений линейных размеров, мм, по оси:	X от 0 до 700
	Y от 0 до 600
	Z от 0 до 500
Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности измерений, мкм	$\pm(2,5 + L/300)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных головок, мкм	$\pm 2,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования, мкм / время сканирования в секундах	$\pm 3,5/60$
где L – измеряемая длина в мм	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм	Длина 1520
	Ширина 1660
	Высота 2575
Масса, кг	950
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	115/230 $\pm$ 10% 50/60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +22 от 40 до 70
Допустимое изменение температуры, °C не более, в течении: - 1 часа - 24 часов	1 2

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на заднюю поверхность станины и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная	Accurate SF 7.6.5	1 шт.
Пульт управления	-	1 шт.
Измерительная головка ¹⁾	PH6M / PH10 (M/MQ)	1 шт.
Контактный датчик со сферическим наконечником	SP25M	1 шт.
Калибровочная сфера	-	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 шт.
Монитор	-	2 шт.
Программное обеспечение	Arco CAD	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
¹⁾ – модель определяется договором поставки.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ» документа «Машины координатно-измерительные Accurate SF 7.6.5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам 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.

Стандарт предприятия Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия.

Правообладатель

Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия

Юридический адрес: Gauge House, 67, Hadapsar Industrial Estate, Pune – 411013, Maharashtra, India.

Веб-сайт: www accurategauging.com

E-mail: export@accuratesales.co.in, smdivekar@accurategauging.com

Изготовитель

Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия

Юридический адрес: Gauge House, 67, Hadapsar Industrial Estate, Pune – 411013, Maharashtra, India.

Адрес осуществления деятельности: At & post khalad, Saswad – Jejuri road, Taluka – Purandhar, Dist. Pune – 412301, Maharashtra, India.

Испытательный центр

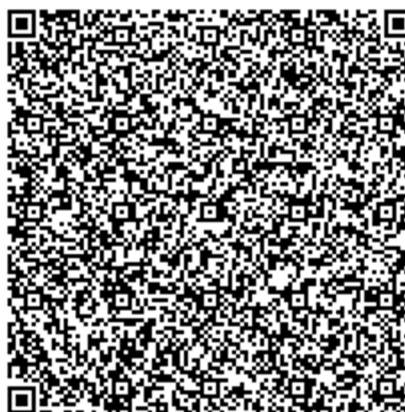
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

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

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88559-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатно-измерительные Accurate

Назначение средства измерений

Машины координатно-измерительные Accurate (далее – КИМ) предназначены для автоматизированных трехмерных измерений геометрических параметров объектов сложной формы.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на считывании с измерительных шкал, при помощи дифракционных оптических энкодеров, значений измеряемой длины, соответствующей интервалу перемещений датчиков по осям X, Y, Z, образующих декартову систему координат.

При проведении измерений определяются координаты отдельных или множества точек на измеряемой поверхности в пределах диапазона измерений КИМ. Между любыми из определённых точек, или построенных на их основании поверхностей, можно провести линейные измерения.

Конструктивно КИМ являются машинами портального типа с неподвижным измерительным столом и подвижным порталом.

КИМ состоят из станины с установленным отдельно блоком контроллеров, гранитного измерительного стола с направляющими для перемещения измерительных кареток, портала, гранитной пиноли, встроенных измерительных шкал, персонального компьютера. Перемещение КИМ по осям осуществляется на пневматических подшипниках с использованием пульта управления.

Станина КИМ имеет антивибрационные регулируемые опоры для установки по уровню.

КИМ изготавливаются в трёх модификациях: Spectra, Cordimesur, Mega, в каждой из которых несколько типоразмеров различающихся техническими и метрологическими характеристиками.

КИМ могут оснащаться 5-ти осевой контактной измерительной головкой PH20 с триггерными датчиками TP20, 3-х осевой контактной измерительной головкой PH10 (M/MQ/T) с триггерными датчиками TP20, TP200 или контактным сканирующим датчиком SP25M, 5-ти осевой контактной измерительной головкой REVO-2 с контактными сканирующими датчиками RSP2 или RSP3, фиксированной контактной измерительной головкой PH6M с контактным сканирующим датчиком SP25M, а также фиксированной высокоточной контактной сканирующей измерительной головкой SP80.

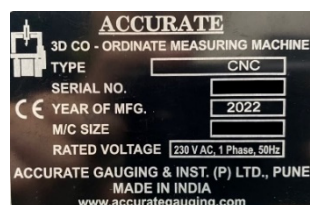
Измерения производятся в ручном и автоматическом режимах. Ручной режим управления КИМ осуществляется с клавиатуры персонального компьютера или при помощи пульта управления, переключающегося на замедленный ход. Автоматический режим реализуется через программное обеспечение, установленное на персональный компьютер, по заранее составленному алгоритму.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на металлизированную наклейку, расположенную на задней поверхности гранитного измерительного стола.

Пломбировка КИМ от несанкционированного доступа не осуществляется.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

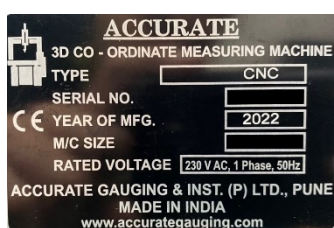
Общий вид машин координатно-измерительных приведены на рисунках 1 – 3.



Место нанесения
заводского номера и
знака утверждения
типа средства
измерений



Рисунок 1 – Общий вид машин координатно-измерительных Accurate Spectra



Место нанесения
заводского номера
и знака
утверждения типа
средства измерений



Рисунок 2 – Общий вид машин координатно-измерительных Accurate Cordimesur



Рисунок 3 – Общий вид машин координатно-измерительных Accurate Mega

Программное обеспечение

Координатно-измерительные машины работают под управлением метрологически значимого программного обеспечения (далее – ПО), устанавливаемого на внешнем персональном компьютере. ПО предназначено для управления КИМ, сбора, отображения, обработки, регистрации, передачи 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 ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Arco Cad
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.7
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики КИМ модификации Spectra

Наименование характеристики		Значение				
Типоразмер КИМ		5.6.4	6.8.5	6.10.5	8.10.6	8.15.6
Диапазон измерений линейных размеров, мм:	- по оси X	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 800
	- по оси Y	от 0 до 600	от 0 до 800	от 0 до 1000	от 0 до 1000	от 0 до 1500
	- по оси Z	от 0 до 400	от 0 до 500	от 0 до 500	от 0 до 600	от 0 до 600
Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности измерений контактными измерительными головками, мкм						
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		$\pm(2,2 + L/350)$				
REVO-2 с датчиком RSP2		-			$\pm(1,9 + L/350)$	
REVO-2 с датчиком RSP3		-			$\pm(1,7 + L/350)$	
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		$\pm(1,9 + L/350)$				
PH6М, PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		$\pm(1,7 + L/350)$				
SP80		-	$\pm(1,7 + L/350)$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм						
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		$\pm 2,2$				
REVO-2 с датчиком RSP2		-			$\pm 1,9$	
REVO-2 с датчиком RSP3		-			$\pm 1,7$	
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		$\pm 1,9$				
PH6М, PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		$\pm 1,7$				
SP80		-	$\pm 1,7$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования в секундах						
REVO-2 с датчиком RSP2		-			$\pm 2,7/50$	
REVO-2 с датчиком RSP3		-			$\pm 2,5/50$	
PH6М, PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		$\pm 2,5/50$				
SP80		-	$\pm 2,5/50$			

где L – измеряемая длина в мм

Таблица 3 – Метрологические характеристики КИМ модификации Cordimesur

Наименование характеристики		Значение			
Типоразмер КИМ		10.10.8	10.15.8	10.20.8	10.25.8
Диапазон измерений линейных размеров, мм:	- по оси X	от 0 до 1000			
	- по оси Y	от 0 до 1000	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 2500
	- по оси Z	от 0 до 800			
Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности измерений контактными измерительными головками, мкм					
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		±(2,5 + L/350)			
REVO-2 с датчиком RSP2		±(2,1 + L/350)			
REVO-2 с датчиком RSP3		±(1,9 + L/350)			
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		±(2,1 + L/350)			
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		±(1,9 + L/350)			
SP80		±(1,9 + L/350)			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм					
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		±2,5			
REVO-2 с датчиком RSP2		±2,1			
REVO-2 с датчиком RSP3		±1,9			
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		±2,1			
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		±2,2			
SP80		±2,2			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования в секундах					
REVO-2 с датчиком RSP2		±3,2/84			
REVO-2 с датчиком RSP3		±2,7/60			
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25М		±3,2/84			
SP80		±3,2/84			
где L – измеряемая длина в мм					

Таблица 4 – Метрологические характеристики КИМ модификации Mega

Наименование характеристики		Значение						
Типоразмер КИМ		12.15.10	12.20.10	12.25.10	12.30.10	15.25.12	15.30.12	17.30.15
Диапазон измерений линейных размеров, мм:	- по оси X	от 0 до 1200	от 0 до 1200	от 0 до 1200	от 0 до 1200	от 0 до 1500	от 0 до 1500	от 0 до 1700
	- по оси Y	от 0 до 1500	от 0 до 2000	от 0 до 2500	от 0 до 3000	от 0 до 3000	от 0 до 3000	от 0 до 3000
	- по оси Z	от 0 до 1000	от 0 до 1000	от 0 до 1000	от 0 до 1000	от 0 до 1200	от 0 до 1200	от 0 до 1500
Пределы допускаемой абсолютной объёмной погрешности измерений контактными измерительными головками, мкм								
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		±(2,9 + L/350)				±(3,2 + L/350)		±(3,5 + L/350)
REVO-2 с датчиком RSP2		±(2,5 + L/350)				±(2,9 + L/350)		±(3,2 + L/350)
REVO-2 с датчиком RSP3		±(2,3 + L/350)				±(2,7 + L/350)		±(3,0 + L/350)
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		±(2,5 + L/350)				±(2,9 + L/350)		±(3,2 + L/350)
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25M		±(2,3 + L/350)				±(2,7 + L/350)		±(3,0 + L/350)
SP80		±(2,3 + L/350)				±(2,7 + L/350)		±(3,0 + L/350)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм								
PH20 и PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP20		±2,9				±3,2		±3,5
REVO-2 с датчиком RSP2		±2,5				±2,9		±3,2
REVO-2 с датчиком RSP3		±2,3				±2,7		±3,0
PH10(М/МQ/Т) с датчиком TP200		±2,5				±2,9		±3,2
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25M		±2,3				±2,7		±3,0
SP80		±2,3				±2,7		±3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования в секундах								
REVO-2 с датчиком RSP2		±3,4/84				±3,7/94		±3,9/94
REVO-2 с датчиком RSP3		±3,2/84				±3,5/94		±3,7/94
PH10(М/МQ/Т) с датчиком SP25M		±3,2/84				±3,5/94		±3,7/94
SP80		±3,2/84				±3,5/94		±3,7/94
где L – измеряемая длина в мм								

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	115/230 ±10% 50/60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +22 от 40 до 70
Допустимое изменение температуры, °С не более, в течении: - 1 часа - 24 часов	1 2

Таблица 6 – Массогабаритные размеры КИМ модификации Spectra

Наименование характеристики		Значение				
Типоразмер КИМ		5.6.4	6.8.5	6.10.5	8.10.6	8.15.6
Габаритные размеры, мм	Длина	1420	1620	1820	2030	2530
	Ширина	1285	1380	1380	1600	1600
	Высота	2535	2700	2700	2750	2750
Масса, кг		1125	1375	1490	2300	2800

Таблица 7 – Массогабаритные размеры КИМ модификации Cordimesur

Наименование характеристики		Значение			
Типоразмер КИМ		10.10.8	10.15.8	10.20.8	10.25.8
Габаритные размеры, мм	Длина	2020	2520	3020	3520
	Ширина	1970	1970	1970	1970
	Высота	3360	3360	3360	3360
Масса, кг		3050	3800	4400	5600

Таблица 8 – Массогабаритные размеры КИМ модификации Mega

Наименование характеристики		Значение						
Типоразмер КИМ		12.15.10	12.20.10	12.25.10	12.30.10	15.25.12	15.30.12	17.30.15
Габаритные размеры, мм	Длина	2520	3020	3520	4020	4000	4500	4800
	Ширина	2170	2170	2170	2170	2800	2800	3200
	Высота	3760	3760	3760	3760	4400	4400	5200
Масса, кг		4200	5500	5690	8050	9500	10300	12000

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на заднюю поверхность гранитного измерительного стола и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина координатно-измерительная (модификация и типоразмер в соответствии с заказом)	Accurate	1 шт.
Контроллер и Пульт управления	-	1 шт.
Измерительная головка ¹⁾	PH6M / PH10(M/MQ/T) / PH20 /REVO-2 / SP80	1 шт.
Контактный датчик ²⁾	TP20 / RSP2 / RSP3 / TP200 / SP25M	1 шт.
Калибровочная сфера	-	1 шт.
Персональный компьютер с монитором	-	1 шт.
Программное обеспечение	Arco Cad	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	-	1 экз.
¹⁾ – модель определяется договором поставки. ²⁾ – модель определяется договором поставки в соответствии с поставляемой измерительной головкой		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 6 «Инструкция по эксплуатации машины» документов «Машины координатно-измерительные Accurate Cordimesur. Руководство по эксплуатации», «Машины координатно-измерительные Accurate Spectra. Руководство по эксплуатации», «Машины координатно-измерительные Accurate Mega. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам 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.

Стандарт предприятия Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия.

Правообладатель

Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия
 Юридический адрес: Gauge House, 67, Hadapsar Industrial Estate, Pune – 411013, Maharashtra, India.
 Веб-сайт: www accurategauging.com
 E-mail: export@accuratesales.co.in, smdivekar@accurategauging.com

Изготовитель

Accurate Gauging and Instruments Pvt. Ltd., Индия
 Юридический адрес: Gauge House, 67, Hadapsar Industrial Estate, Pune – 411013, Maharashtra, India.
 Адрес осуществления деятельности: At & post khalad, Saswad – Jejuri road, Taluka – Purandhar, Dist. Pune – 412301, Maharashtra, Индия.

Испытательный центр

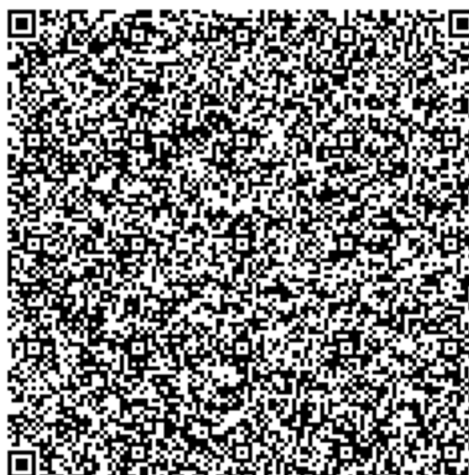
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

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

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



Регистрационный № 88560-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Наборы грузов контрольных

Назначение средства измерений

Наборы грузов контрольных предназначены для хранения и передачи единицы массы в качестве средств поверки стендов для определения массы остаточного дисбаланса колес автотранспортных средств.

Описание средства измерений

Принцип действия грузов контрольных основан на пропорциональности их массы, воздействующей посредством ротора из набора, на котором они находятся, на шпиндель балансировочного стенда, и массы остаточного дисбаланса, измеряемой стендом.

Грузы контрольные изготовлены из стали 20 (ст20) и имеют форму цилиндра с отверстием. Подгоночная полость не предусмотрена конструкцией грузов контрольных.

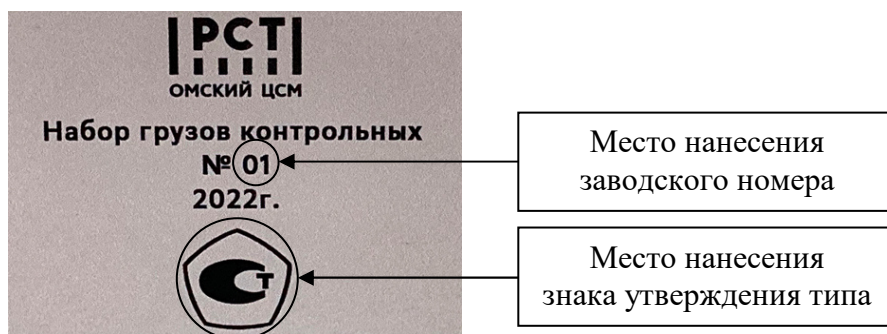
К наборам грузов контрольных данного типа относятся наборы грузов контрольных с заводскими номерами 01, 02 и 03.

Общий вид наборов грузов контрольных представлен на рисунке 1.



Р и с у н о к 1 – Общий вид наборов грузов контрольных

Заводские номера в виде цифровых обозначений, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, нанесены на идентификационную табличку на футляре типографским способом. Общий вид идентификационной таблички представлен на рисунке 2.



Р и с у н о к 2 – Общий вид идентификационной таблички

Пломбирование наборов грузов контрольных не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на наборы грузов контрольных не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения массы грузов контрольных из набора, г	25, 50, 75, 100, 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности массы грузов контрольных из набора, г	$\pm 0,2$

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

Наименование характеристики	Значение
Остаточный дисбаланс ротора из набора, г·мм, не более	100
Радиальное и торцевое биения ротора из набора, мм, не более	0,1
Габаритные размеры ротора из набора, мм: - высота - диаметр	(215 $\pm$ 5) (430 $\pm$ 5)
Масса ротора из набора, кг, не менее	10
Габаритные размеры грузов контрольных из набора, мм, не более: - высота - диаметр	11 60
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +30 80
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку на футляре и титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Ротор	—	1 шт.
Груз контрольный 25 г	—	2 шт.
Груз контрольный 50 г	—	2 шт.
Груз контрольный 75 г	—	2 шт.
Груз контрольный 100 г	—	2 шт.
Груз контрольный 200 г	—	2 шт.
Футляр	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Правообладатель

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)
ИНН 5502029980
Юридический адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Изготовитель

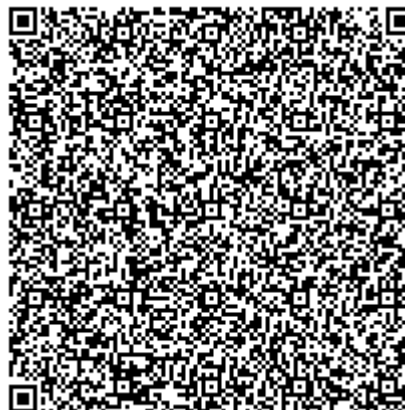
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)
ИНН 5502029980
Юридический адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А
Место осуществления деятельности: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Испытательный центр

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

Адрес: 644116, Омская обл., г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88561-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS (далее – расходомеры-счетчики), предназначены для измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях и вычислений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, а также для вычислений массового расхода и массы газов, в том числе природного, попутного и свободного нефтяного, факельного и различных газов известного состава.

Описание средства измерений

К данному типу расходомеров-счетчиков относятся расходомеры-счетчики моделей UGS 200, UGS 400, UGS 500, UGS 800.

Принцип работы расходомеров-счетчиков основан на методе измерения разности между временем прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока газа. Измеренная разность времени, пропорциональная скорости потока, преобразуется в значение объемного расхода.

Расходомеры-счетчики состоят из корпуса расходомера (далее УПР), с установленными в него парами приемопередатчиков, и блока обработки сигналов. Пары приемопередатчиков располагаются в одной плоскости параллельно друг другу или в двух пересекающихся плоскостях. Блок обработки сигналов оснащен жидкокристаллическим дисплеем, отвечает за возбуждение и обработку сигналов, поступающих от приёмопередатчиков, за коммуникацию с внешними устройствами.

Расходомеры-счетчики модели UGS 300 включает в себя один или два врезных приемопередатчиков блока (канала), для передачи, приема и обработки ультразвуковых импульсов, и блока обработки сигналов. В зависимости от заказа, может включать готовый измерительный участок трубопровода (корпус).

Блок обработки сигналов в зависимости от модели расходомера-счетчика, осуществляет прием – передачу сигналов от ультразвуковых приемо-передатчиков, преобразователей давления и температуры (опционально), их преобразование, обработку и вычисление расхода газа в рабочих условиях, с последующим формированием цифрового выходного сигнала. Блок обработки сигнала устанавливается на корпусе УПР или может быть вынесен отдельно от корпуса расходомера. Дополнительно может оснащаться встроенным вычислителем расхода газа, который обрабатывает входные сигналы по каналам расхода, давления и температуры и вычисляет объемный расход и объем газа, приведенный к стандартным условиям, а также массовый расход и массу газа по стандартизованным алгоритмам с учетом введенных физико-химических и теплофизических параметров измеряемой среды. Вычисление теплофизических свойств газовых смесей различного состава, осуществляется по специальным методикам, утвержденным и аттестованным в установленном порядке (ГСССД МР 113-03, ГСССД МР 118-05, ГСССД МР 273-2018, ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ 30319.3-2015, методика расчета молекулярного веса углеводородных газов).

Расходомеры-счетчики обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объемного расхода и объема газа в рабочих условиях;
- вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, а также массового расхода и массы газов*;
- архивирование в энергонезависимой памяти результатов измерений объемного расхода и объема газа в рабочих условиях, архивов событий;
- архивирование в энергонезависимой памяти результатов вычислений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, а также массового расхода и массы газов*;
- введение и регистрацию значений условно-постоянных величин;
- защиту от несанкционированного доступа к параметризации и архивам;
- передачу измеренных данных, параметров настройки и архивной информации;
- разделение и ограничение напряжения и тока в искробезопасных цепях;

Расходомеры-счетчики обеспечивают индикацию следующих параметров:

- текущего значения объемного расхода газа;
- суммарного значения накопленного объема газа;
- текущего значения температуры измеряемой среды*;
- текущего значения давления измеряемой среды*;
- коэффициента сжимаемости*;
- текущего значения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям*;
- текущих параметров даты и времени;
- сигнализацию отказов и превышения установленных пределов измерений подключенных внешних датчиков;

* - для моделей со встроенным вычислителем.

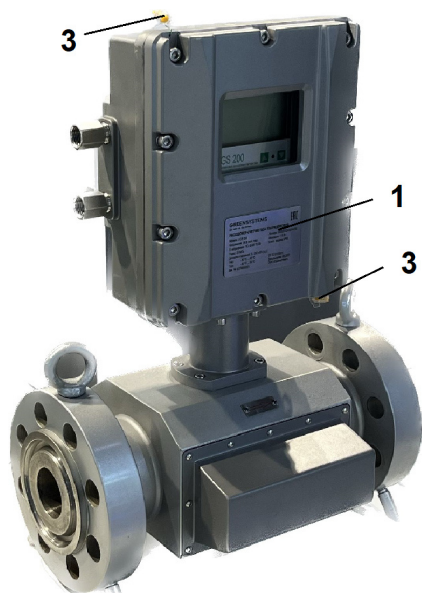
Расходомеры-счётчики газа в стандартных исполнениях имеют следующую конфигурацию приемо-передающих блоков (акустических каналов):

- UGS 200 – 2 акустических канала (4 электроакустических преобразователя);
- UGS 300 – 1 или 2 акустических канала (2 (4) электроакустических преобразователя);
- UGS 400 – 4 акустических канала (8 электроакустических преобразователей);
- UGS 500 – 2 акустических канала (4 электроакустических преобразователя);
- UGS 800 – 8 акустических каналов (16 электроакустических преобразователей).

В расходомерах-счетчиках предусмотрена возможность замены электроакустических преобразователей под давлением, в рабочем режиме без вывода их из эксплуатации (кроме модели UGS 500), а также возможность измерения расхода газа в прямом и в обратном направлении (реверсивный режим).

В расходомерах-счетчиках предусмотрена автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин.

На рисунке 1 представлен общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа расходомеров-счетчиков. Пломбы, предотвращающие доступ к элементам конструкции, устанавливается изготовителем СИ или организацией, выполняющей ремонт СИ. Знак поверки на расходомер-счетчик не наносится. Знак утверждения типа, одиннадцатизначный цифровой заводской номер и год выпуска наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 2.



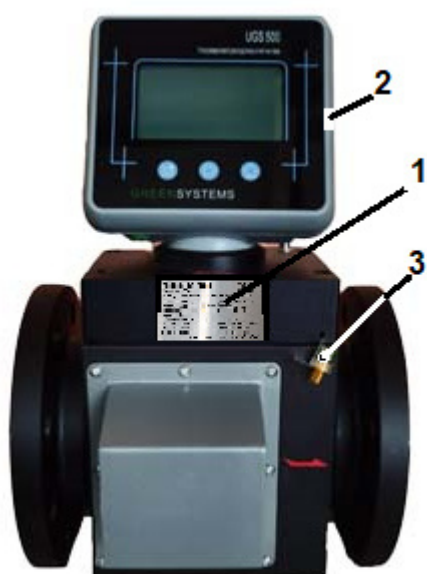
а) модель UGS 200



б) модель UGS 300



в) модель UGS 400



г) модель UGS 500



д) модель UGS 800

где 1 – место расположения маркировочной таблички
2 – место нанесения пломбы-наклейки из легкоразрушаемого материала
3 – пластковая или свинцовая пломба

Рисунок 1 – Общий вид и схема пломбирования расходомеров-счетчиков газа ультразвуковых UGS

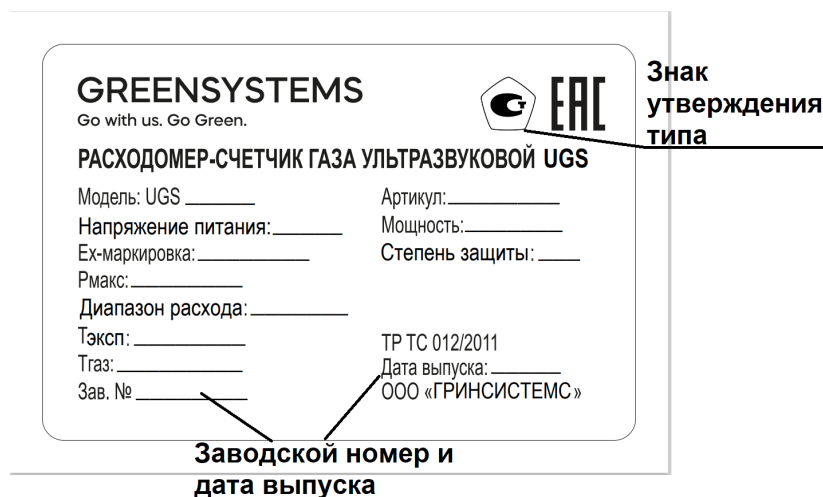


Рисунок 2 – общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомеров-счетчиков по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

Встроенное ПО используется для измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях и вычислений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, а также для вычислений массового расхода и массы газов, в том числе природного и свободного нефтяного, передачи результатов измерения, настройки, самодиагностики расходомеров-счетчиков и архивирования измеренных данных. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

ПО защищено от несанкционированного доступа, изменение алгоритмов и установленных параметров с помощью разграничения прав доступа пользователей, системы идентификации пользователей и пароля

Все ПО является метрологически значимым.

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения расходомеров-счетчиков газа ультразвуковых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	UGS 200	UGS 300	UGS 400	UGS 500	UGS 800
Идентификационное наименование программного обеспечения	УГС-Расход 200	УГС-Расход 300	УГС-Расход 400	УГС-Расход 500	УГС-Расход 800
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.1.3	3.0.7	4.2.0	5.0.7	8.1.3
Цифровой идентификатор ПО	0x482F	0x4E13	0x56F7	0x517B	0x6997
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-16				

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики расходомеров-счетчиков приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях для модели UGS 200, %			
Метод проведения поверки		Проливной	Имитационный
Условие проведения поверки		на поверочной установке	первичная/периодическая
Диапазон измерений расхода	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях для модели UGS 300, %					
Метод проведения поверки		Проливной		Имитационный	
Условие проведения поверки		на поверочной установке		первичная/периодическая	
Исполнение		1-лучевое	2-лучевое	1-лучевое	2-лучевое
Диапазон измерений расхода	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 2,0$ ($\pm 1,5$)*	$\pm 1,5$ ($\pm 1,0$)*	$\pm 2,0$ ($\pm 1,5$)*	$\pm 1,5$ ($\pm 1,0$)*
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$\pm 4,0$ ($\pm 3,0$)*	$\pm 3,0$ ($\pm 2,0$)*	$\pm 4,0$ ($\pm 3,0$)*	$\pm 3,0$ ($\pm 2,0$)*
* - при монтаже на фланцевой/без фланцевой катушке с предустановленными приёмопередающими блоками					

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях для моделей UGS 400 и UGS 800, %				
Метод проведения поверки		Проливной	Имитационный	
Условие проведения поверки		на поверочной установке	первичная/периодическая (при первичной имитационной)	периодическая (при первичной проливной)
Диапазон измерений расхода	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 0,5 (\pm 0,65)^*$ $\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$		$\pm 1,0$	$\pm 0,7$
* при определении основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях на поверочных установках с доверительными границами относительной погрешности $\delta_o = \pm 0,25$ % при доверительной вероятности 0,95				

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях для модели UGS 500 %			
Метод проведения поверки		Проливной	Имитационный
Условие проведения поверки		на поверочной установке	периодическая (при первичной проливной)
Диапазон измерений расхода	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
	$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$\pm 2,0$	$\pm 2,2$

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в стандартных условиях для модели UGS 500, %			
Метод проведения поверки		Проливной	Имитационный
Условие проведения поверки		на поверочной установке	периодическая (при первичной проливной)
Диапазон измерений расхода	$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$ $Q_{\min} \leq Q < Q_t$	$\pm 1,1$ $\pm 2,1$	$\pm 1,3$ $\pm 2,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры газа UGS 500, °C			$\pm 0,3$
Диапазон измерений температуры измеряемой среды UGS 500, °C			от -30 до +80
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении абсолютного давления газа UGS 500, %			$\pm 0,25$
Рабочий диапазон измерений абсолютного давления измеряемой среды UGS 500, % ВПИ			от 25 до 100

Продолжение таблицы 2

Для всех моделей кроме UGS 500	
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчика при вычислении массового расхода, массы, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям ¹⁾ , %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при преобразовании силы тока в значение давления/температуры ²⁾ , %	$\pm 0,075$

Продолжение таблицы 2

Модель расходомера	Номинальный диаметр	Расход газа в рабочих условиях ³⁾ , м³/ч		
		Q _{min}	Q _t	Q _{max}
		м³/ч	м³/ч	м³/ч
UGS 200 UGS 400 UGS 800	DN50	2	12	280
	DN80	5	30	750
	DN100	8	45	1150
	DN150	16	100	2600
	DN200	20	160	4500
	DN250	25	240	7000
	DN300	35	310	9600
	DN350	45	420	12000
	DN400	60	550	15000
	DN450	100	700	19000
	DN500	130	850	23600
	DN600	180	1200	33600
	DN700	280	1700	40000
	DN750	320	1900	45000
	DN800	360	2200	50000
	DN900	450	2800	66000
	DN1000	550	3400	80000
UGS 500	DN25	0,1	3	60
	DN32	0,16	4,5	100
	DN40	0,25	7,5	150
	DN50	0,4	12	240
	DN80	1	32	650
	DN100	1,5	50	1000
	DN150	3,5	100	2000
	DN200	6	190	3800
UGS 300	DN50...DN5000	от 0,3 до 2200 ⁴⁾	от 3 до 22000 ⁴⁾	от 1000 до 13600 ⁴⁾⁵⁾

¹⁾ Для счетчиков с вычислителем. Указанная погрешность вычислений не содержит погрешности определения температуры, давления и цифро-аналоговых преобразований. Относительная погрешность при измерении массового расхода, массы, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, определяются в соответствии с действующими нормативными документами на системы измерений на базе ультразвуковых преобразователей расхода

²⁾ Для расходомеров-счетчиков с токовыми первичными преобразователями от 4 до 20 мА без HART.

³⁾ Указанные расходы газа приведены для внутренних диаметров, равных номинальным. Фактические диапазоны расходов вычисляются исходя из фактических геометрических размеров расходомеров-счетчиков. Значения указаны в паспорте на расходомер-счетчик.

⁴⁾ Значение объемного расхода газа соответствует скоростям потока газа Q_{min} = 0,03 м/с, Q_t = 0,3 м/с и Q_{max} = 120 м/с и зависит от внутреннего диаметра измерительного трубопровода.

⁵⁾ Указано максимальное значение для DN200, может отличаться в зависимости от модели расходомера, диаметра трубопровода и от состава измеряемой среды. (см. Руководство по эксплуатации).

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Температура рабочей среды, °С	от -40 до +200 от -196 до +300 (по запросу)	
Абсолютное давление рабочей среды, МПа	от атмосферного до 42,0	
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от -45 до +80 от -60 до +80 (по запросу) до 98 от 84 до 106,7	
Входные/ Выходные сигналы		
Аналоговые выходы	3 шт. (макс.) от 4 до 20 мА, с поддержкой HART Активный/Пассивный, электрически и оптически изолированные, в том числе импульсные выходы (макс 2 шт.), настраиваемые	
Аналоговые входы	3 шт. (макс.) от 4 до 20 мА, с поддержкой HART	
Цифровые проводные интерфейсы	RS485, 3 шт. (макс.), протокол MODBUS; RS232, 1 шт.; HART; Ethernet, 1 шт.;	
Цифровые беспроводные интерфейсы (UGS 500)	NB-IoT, 4G, Bluetooth	
Параметры электрического питания моделей UGS 200, UGS 300, UGS 400, UGS 800 от внешнего блока питания	вид тока	напряжение, В
	Постоянный	24 (±10%)
	Переменный (по запросу)	220 (±10%)
Параметры электрического питания модели UGS 500 - от внешнего блока питания - от встроенной батареи	Постоянный	9,5...24 (±10%)
		7,5
Потребляемая мощность, Вт, не более	15	
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015 UGS 200, UGS 300, UGS 400, UGS 800 UGS 500	IP 66 IP 65	
Маркировка взрывозащиты UGS 300 UGS 200, UGS 400, UGS 800 UGS 500	1 Ex db IIC T6 Gb 1 Ex db IIB T6 Gb 1 Ex db IIB T4 Gb	
Габаритные размеры, мм	согласно РЭ	
Масса, кг		
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	130 000	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на расходомере-счетчике методом лазерной аппликации (гравировки) и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
Расходомер-счетчик газа ультразвуковой UGS	1	Модель в зависимости от заказа
Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS. Руководство по эксплуатации	1	Допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки
Расходомер-счетчик газа ультразвуковой UGS. Паспорт	1	
Комплект монтажных частей	1	По заказу
Сервисное программное обеспечение для конфигурирования, настройки и обмена данными с расходомером-счетчиком	1	Для ПК и мобильных устройств с ОС Windows, Android

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в Разделе 1.5 документов «Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS, модели UGS 200, UGS 400, UGS 800. Руководство по эксплуатации». ЛЕМС.407251.001-01 РЭ, «Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS, модель UGS 300. Руководство по эксплуатации». ЛЕМС.407251.001-02 РЭ, «Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS модель UGS 500. Руководство по эксплуатации». ЛЕМС.407251.001-03 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. №1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

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

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

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

ТУ 26.51.52-001-50329840-2022 Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые UGS. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 9728051656

Адрес юридический: 108840, г. Москва, вн.тер.г. городской округ Троицк, г Троицк, ул. Центральная, д. 20, кв. 2

Телефон: +7 495 128-4463

Web-сайт: www.grn-systems.ru

E-mail: info@grn-systems.ru

Изготовитель

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

ИНН 9728051656

Адрес юридический: 108840, г. Москва, вн.тер.г. городской округ Троицк, г Троицк,
ул. Центральная, д. 20, кв. 2

Адрес деятельности: 117198, г. Москва, пр-кт Ленинский, д. 113/1, оф. 211д

Телефон: +7 495 128-4463

Web-сайт: www.grn-systems.ru

E-mail: info@grn-systems.ru

Испытательный центр

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

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

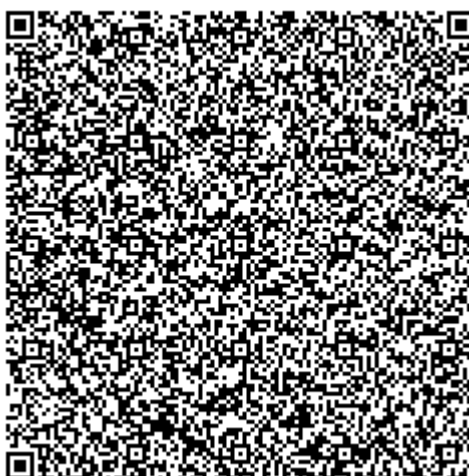
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

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

Web-сайт: www.vniir.org

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 «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88550-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные РВС

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные РВС (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефти или нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой установленные на железобетонном фундаменте вертикальные стальные сосуды цилиндрической формы со стационарной кровлей, оборудованной площадками и ограждениями.

Заполнение резервуара и выдача нефтепродукта производится через приемно-раздаточные патрубки. Корпус каждого резервуара сварной, на первом поясе имеются люки-лазы для доступа внутрь резервуара при проведении зачистки и обслуживании и зачистное устройство. Каждый резервуар оборудован лестницей для доступа на кровлю. Кровля резервуара оборудована замерными и световыми люками, предохранительными и дыхательными клапанами, огневыми преградителями, молниеотводными и заземляющими устройствами. Также на кровле предусмотрены места установки средств измерений и контроля уровня нефти или нефтепродукта в резервуаре.

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти или нефтепродуктов в зависимости от уровня наполнения.

К данному типу резервуаров относятся шесть модификаций:

РВС-1000 – резервуары для нефтепродуктов, состоящие из 6 поясов, с номинальной вместимостью 1000 м³, с заводскими номерами 200, 201, 202, 203, 204, 205;

РВС-1000 – резервуары для нефтепродуктов, состоящие из 8 поясов, с номинальной вместимостью 1000 м³, с заводскими номерами 321, 322, 323, 324; 325, 326;

РВС-5000 – резервуары для нефтепродуктов, состоящие из 8 поясов, с номинальной вместимостью 5000 м³, с заводскими номерами 241, 242, 243;

РВС-5000 – резервуар для нефтепродуктов, состоящий из 10 поясов, с номинальной вместимостью 5000 м³, с заводским номером 244;

РВС-20000 – резервуары для нефти, состоящие из 8 поясов, с номинальной вместимостью 20000 м³, с заводскими номерами 53, 54, 55, 60.

Резервуары расположены на территории АО «ННК-Хабаровский НПЗ» по адресу: Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Металлистов, 17.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Заводские номера, идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений, нанесены на корпуса резервуаров способом трафаретной печати и в технические паспорта резервуаров печатным способом.

Общий вид резервуаров вертикальных стальных РВС с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунках 1 - 4.



Рисунок 1 - Общий вид резервуаров модификаций PBC-1000 (с 6 поясами) с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 2 - Общий вид резервуаров модификаций PBC-1000 (с 8 поясами) с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид резервуаров модификаций РВС-5000 с указанием места нанесения заводского номера

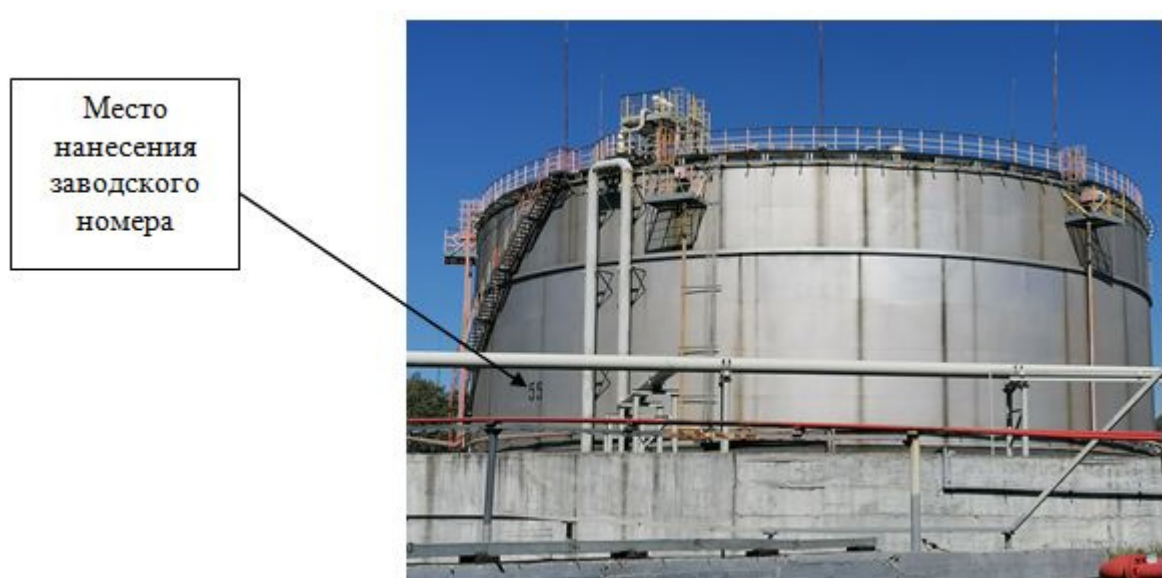


Рисунок 4 – Общий вид резервуаров модификаций РВС-20000 с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Характеристика резервуара	Значение
Номинальная вместимость резервуара при температуре 20 °С, м ³ : - модификации РВС-1000 - модификации РВС-5000 - модификации РВС-20000	1000 5000 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара геометрическим методом, %: - модификации РВС-1000 - модификаций РВС-5000 и РВС-20000	±0,2 ±0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Характеристика резервуара	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -60 до +50 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта резервуара типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на резервуар не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной	РВС	1 шт.
Технический паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»),
ИНН 5433162963

Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр

Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42

Факс: +7(383) 294-22-47

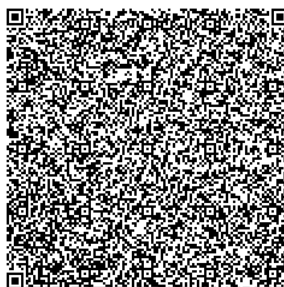
E-mail: info@rezervuar.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»),
ИНН 5433162963
Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр
Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42
Факс: +7(383) 294-22-47
E-mail: info@rezervuar.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141600, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2
Телефон: +7 (496) 242-41-62
Факс: +7 (496) 247-70-70
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info.kln@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-14.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88551-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Правокубанской ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Правокубанской ГЭС предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а также измерения времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ состоят из следующих уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени № 1 (далее – УССВ № 1) на базе RTU-325T и Метроном версии 600 (основного и резервного), устройство синхронизации системного времени № 2 (далее – УССВ № 2) на базе ИСС (основного и резервного), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ).

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности от других АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, которые синхронизируют собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Задача поддержания шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на уровне ИВК АИИС КУЭ решается УССВ № 1.

Сравнение шкалы времени RTU-325T со шкалой времени Метроном версии 600, осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При расхождении шкалы времени RTU-325T от шкалы времени Метроном версии 600 на ± 2 с и более производится синхронизация шкалы времени RTU-325T со шкалой времени Метроном версии 600.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени RTU-325T осуществляется периодически (1 раз в 30 минут). При расхождении шкалы времени сервера АИИС КУЭ от шкалы времени RTU-325T на ± 2 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени RTU-325T.

Задача поддержания шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на уровне ИИК АИИС КУЭ решается УССВ № 2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИСС осуществляется периодически (не реже, чем 1 раз в 1 сутки). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени ИСС.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в формуляре.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Правокубанская ГЭС, ГТ1 (10,5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ № 1: Метроном версии 600 Рег. № 56465-14 RTU-325T Рег. № 44626-10	активная реактивная
2	Правокубанская ГЭС, ГТ2 (10,5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная
3	Правокубанская ГЭС, ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Правокубанская ГЭС, Ввод 110 кВ Т-1	ТВ-3ТМ 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 78965-20	НДКМ 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ № 2: ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная
4	Отпайка в сторону Правокубанской ГЭС от ВЛ-10 кВ Сары-Тюз – Красногорская ГЭС, ПКУ-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	Сервер: Пром-ПК	активная реактивная

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,3	1,2	3,5	3,5
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,2	3,5	3,5
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,4	1,3	3,6	3,5
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,9	1,8	3,8	3,7
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,3	2,0	4,0	3,8
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от + 5 до + 35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P= 0,95$.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	± 5

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	170000 3 100000 1 100000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее:	90 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче,

параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Правокубанской ГЭС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ	9
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	5
Трансформатор напряжения	НДКМ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Устройство измерительное многофункциональное	ESM	5
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном версии 600	2
Устройство синхронизации времени	ИСС	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер АИИС КУЭ	Пром-ПК	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Правокубанской ГЭС (АИИС КУЭ Правокубанской ГЭС)», аттестованном АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

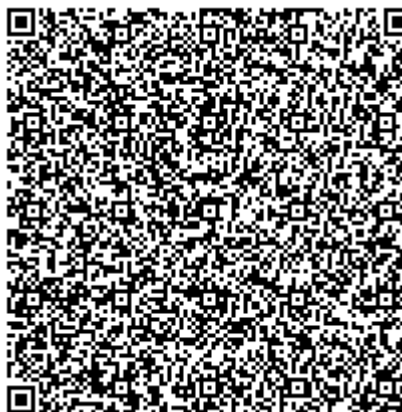
Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
ИНН 2460066195
Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43 к. 1
Телефон: (800) 333-80-00, (495) 122-05-55
E-mail: office@rushydro.ru

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)
ИНН 3327304235
Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, пом. 27
Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Телефон: (4922) 33-67-66, (4922) 33-79-60, (4922) 33-93-68
E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)
Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, пом. 27
Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88552-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Красногорской ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Красногорской ГЭС предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а также измерения времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ состоят из следующих уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени № 1 (далее – УССВ № 1) на базе RTU-325T и Метроном версии 600 (основного и резервного), устройство синхронизации системного времени № 2 (далее – УССВ № 2) на базе ИСС (основного и резервного), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ).

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности от других АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, которые синхронизируют собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Задача поддержания шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на уровне ИВК АИИС КУЭ решается УССВ № 1.

Сравнение шкалы времени RTU-325T со шкалой времени Метроном версии 600, осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При расхождении шкалы времени RTU-325T от шкалы времени Метроном версии 600 на ± 2 с и более производится синхронизация шкалы времени RTU-325T со шкалой времени Метроном версии 600.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени RTU-325T осуществляется периодически (1 раз в 30 минут). При расхождении шкалы времени сервера АИИС КУЭ от шкалы времени RTU-325T на ± 2 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени RTU-325T.

Задача поддержания шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на уровне ИИК АИИС КУЭ решается УССВ № 2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИСС осуществляется периодически (не реже, чем 1 раз в 1 сутки). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени ИСС.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в формуляре.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Красногорская ГЭС, ГГ1 (10,5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ № 1: Метроном версии 600 Рег. № 56465-14 RTU-325T Рег. № 44626-10	активная реактивная
2	Красногорская ГЭС, ГГ2 (10,5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	НАЛИ-НТЗ 10500/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 70747-18	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ № 2: ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная
3	Красногорская ГЭС, ОРУ-110 кВ, КВЛ-110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Красногорская ГЭС, Ввод 110 кВ Т-1	ТВ-3ТМ 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 78965-20	НДКМ 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	Сервер: Пром-ПК	активная реактивная
4	ВЛ-10 кВ Красногорская ГЭС – Сары-Тюз, с отпайкой на Правокубанскую ГЭС, ПКУ-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

[illegible]

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,3	1,2	3,5	3,5
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,2	3,5	3,5
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,4	1,3	3,6	3,5
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,9	1,8	3,8	3,7
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,3	2,0	4,0	3,8
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от + 5 до + 35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P= 0,95$.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	± 5

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	170000 3 100000 1 100000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее:	90 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Красногорской ГЭС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ	9
Трансформатор тока	ТВ-ЗТМ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	5
Трансформатор напряжения	НДКМ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Устройство измерительное многофункциональное	ESM	5
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном версии 600	2
Устройство синхронизации времени	ИСС	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер АИИС КУЭ	Пром-ПК	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Красногорской ГЭС (АИИС КУЭ Красногорской ГЭС)», аттестованном АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

ИНН 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1

Телефон: (800) 333-80-00, (495) 122-05-55

E-mail: office@rushydro.ru

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, пом. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

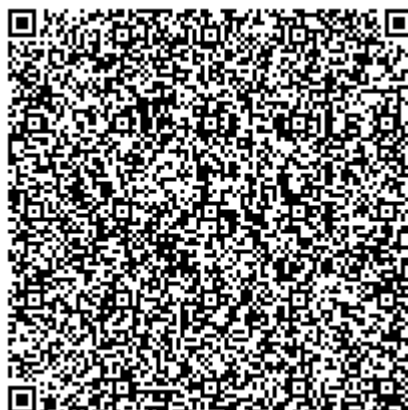
Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, пом. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88553-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы азота и углерода

Назначение средства измерений

Анализаторы азота и углерода (далее – анализаторы) предназначены для измерений массы азота и углерода в органических материалах различного происхождения от пищевых продуктов до минеральных объектов.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на методе Дюма, суть которого заключается в быстром сжигании навески образца при высокой температуре в присутствии катализатора в атмосфере чистого кислорода, с последующим анализом образующихся газообразных продуктов горения. Анализируемая проба предварительно взвешивается в лодочке, затем помещается в продувочную камеру, находящуюся на входе высокотемпературной печи. После удаления атмосферного газа, абсорбированного на пробе, и избыточной влаги лодочка с пробой продвигается в нагретую печь. В качестве газа-носителя выступает гелий или аргон. Полное окисление (сгорание) пробы обеспечивается созданием кислородной атмосферы в печи. Газы, образовавшиеся в процессе горения, из печи попадают в электрохолодильник для удаления воды, образовавшейся в процессе горения. Затем полученный газ собирается в балластной емкости, из которой после завершения сжигания пробы отбирается аликвота для анализа. Находящиеся в пробе газ азот в форме N_2 определяется на термокондуктометрическом детекторе, а углерод в форме CO_2 определяется на недисперсионном инфракрасном детекторе.

Конструктивно анализатор представляет собой автоматический стационарный прибор, состоит из основного блока, системы подачи газов, печи для сжигания образцов, колонок для восстановления азота и углерода, поглощения воды. Для проведения измерений на анализаторе используют следующие газы: кислород чистотой не менее 99,999 %, гелий чистотой не менее 99,999 %, аргон чистотой не менее 99,999 %, сжатый воздух или азот чистотой не менее 99,6 % (без примеси масла, паров воды или пыли).

В анализатор встроен автосемплер, позволяющий проводить анализ образцов полностью в автоматическом режиме. В стандартном комплекте поставки содержится один диск автосемплера на 30 проб. Прибор может быть дополнительно оснащен еще тремя дисками автосемплера, каждый на 30 проб.

Анализ выполняется автоматически под управлением программного обеспечения, которое проводит все вычисления, контролирует параметры анализатора, отслеживает состояние основных узлов анализатора, их диагностику и т.д. Окончательный результат выдается в массе или массовой доле азота (углерода). В результаты можно ввести поправку на содержание влаги в анализируемой пробе. Анализатор подключается к персональному компьютеру через интерфейс USB или RS232.

Анализаторы выпускаются в трех модификациях: NDA 701 (газ-носитель: гелий), NDA 702 (газ-носитель: гелий или аргон), CN 802 (газ-носитель: гелий или аргон), различающихся метрологическими и техническими характеристиками.

Маркировочная табличка с серийным номером, наименованием анализатора расположена на задней панели анализатора. Серийный номер имеет цифровой формат, нанесен типографским способом.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено. Конструкция обеспечивает ограничение доступа к частям анализатора, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Общий вид анализаторов представлен на рисунках 1-3. Место нанесения заводского номера показано на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора азота NDA 701



Рисунок 2 – Общий вид анализатора азота NDA 702



ermes enabled

Рисунок 3 – Общий вид анализатора азота и углерода CN 802



Место
нанесения
серийного
номера

Рисунок 4 – Место нанесения серийного номера на анализаторы азота и углерода

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением (далее – ПО), позволяющим осуществлять диагностику технического состояния системы и самотестирования всех этапов проведения анализа, градуировку анализатора с помощью стандартных образцов, контроль процесса измерений, сохранять результаты измерений, проводить их статистическую обработку и архивирование. Конструкция анализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение для модификации	
	NDA701, NDA702	CN802
Идентификационное наименование ПО	DUMASoft	CNSoft
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-	-
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	NDA701, NDA702	CN 802
Диапазон измерений массы азота, мг	от 0,2 до 200	от 0,2 до 200
Диапазон измерений массы углерода, мг	-	от 0,3 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы азота, мг	$\pm(0,02+0,02 \cdot m_N)^*$	$\pm(0,02+0,02 \cdot m_N)^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы углерода, мг	-	$\pm(0,02+0,02 \cdot m_C)^{**}$
* m_N – масса азота в пробе, мг; ** m_C – масса углерода в пробе, мг		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более	1400
Время анализа, мин, не менее	3
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	510 655 410
Масса, кг, не более	54
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +5 до +40

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы азота и углерода	NDA 701, NDA 702, CN 802	1 шт.
Автосемплер	-	1 шт.
Комплект присоединительных элементов	-	1 шт.
Стартовый комплект для проведения анализа, подготовки проб и технического обслуживания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 6 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к анализаторам азота и углерода

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Росстандарта от 19 февраля 2021 г. № 148;

Техническая документация «VELP Scientifica SRL», Италия.

Правообладатель

«VELP Scientifica SRL», Италия

Адрес: Via Stazione 16, Usmate 20865 – Italy

Изготовитель

«VELP Scientifica SRL», Италия

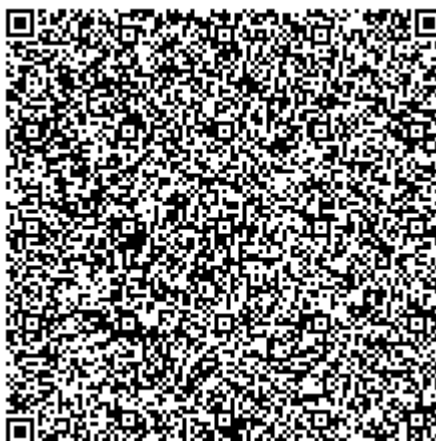
Адрес: Via Stazione 16, Usmate 20865 – Italy

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88554-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-75

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-75 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 75 м³.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен в виде наклейки на днище резервуара.

Резервуар РГС-75 с заводским номером 1, расположен на территории УППН «Русиновка» по адресу: Удмуртская Республика, Каракулинский район, с. Кулюшево.

Общий вид резервуара РГС-75 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

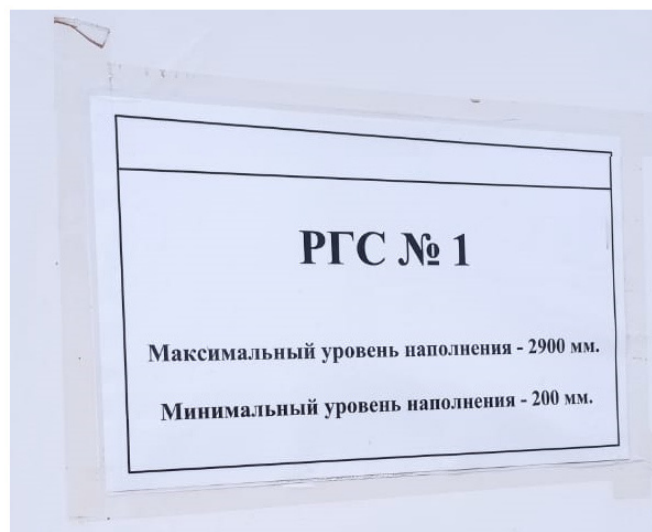


Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-75 с указанием места нанесения заводского номера
Пломбирование резервуара РГС-75 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	75
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический 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-75	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

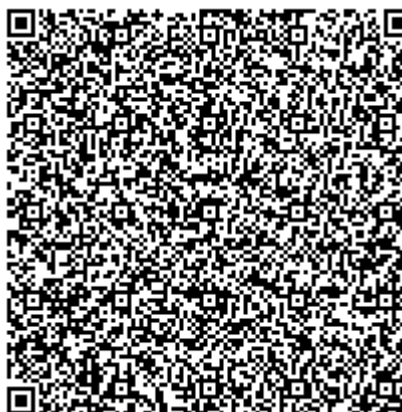
Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Изготовитель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

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 «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88555-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-200

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-200 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 200 м³.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

По наружной поверхности резервуар теплоизолирован слоем минеральной ваты и покрыт оцинкованным листом.

При проведении поверки теплоизоляция резервуара демонтируется.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен в виде наклейки на опору резервуара (рисунок 1).

Резервуар РГС-200 с заводским номером 410, расположен на территории ППСН «Балаки» по адресу: Удмуртская Республика, Камбарский район, с. Балаки.

Общий вид резервуара РГС-200 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

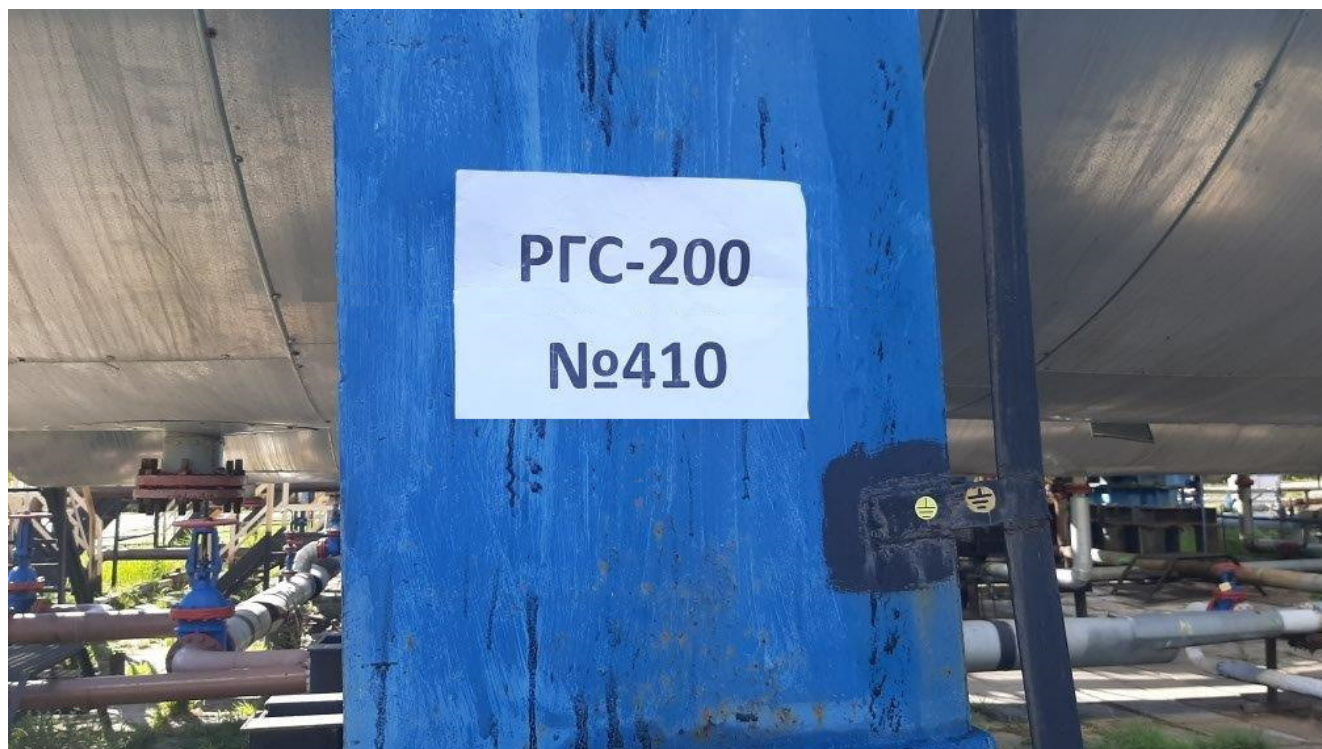


Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-200

Пломбирование резервуара РГС-200 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25

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-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Изготовитель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А.Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Испытательный центр

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

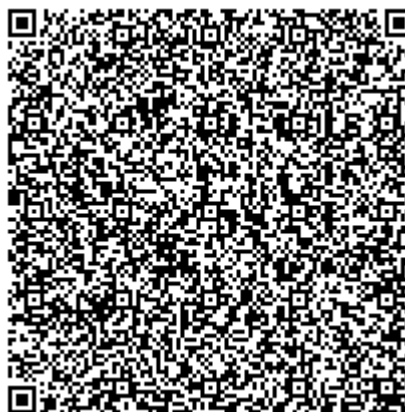
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

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 «22» марта 2023 г. № 618

Регистрационный № 88556-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-13

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-13 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 13 м³ подземного расположения.

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

Резервуар представляет собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры и обеспечивающий идентификацию резервуара, нанесен аэрографическим способом на крышку горловины резервуара.

Резервуар РГС-13 с заводским номером 2, расположен на территории ПСП «Хмелевка» по адресу: Республика Башкортостан, д. Хмелевка, г. Нефтекамск.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

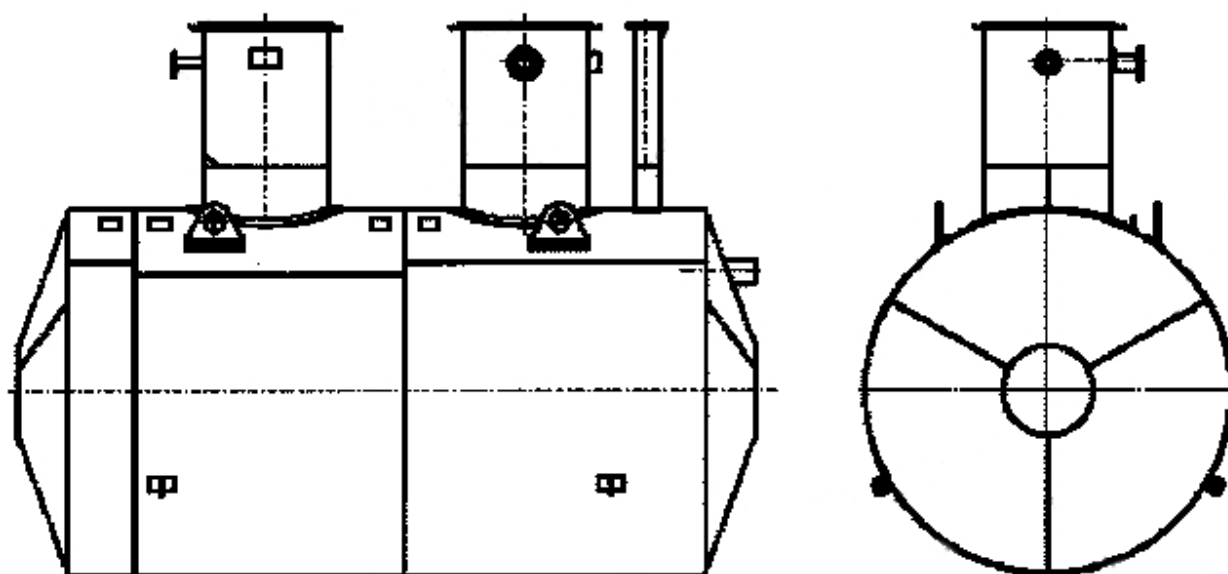


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара



Рисунок 2 – Горловина резервуара

Пломбирование резервуара РГС-13 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	13
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-13	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 года № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

Изготовитель

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А.Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)
ИНН 0264015786
Адрес: 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100
Телефон/ факс: +7(3412) 911-730/ (3412) 911-611
E-mail: belkamneft@belkam.com

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.

