

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	83566-21	58356	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-14-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Самара	07.07.2021
2.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе	Обозначение отсутствует	Е	83567-21	104430	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-12-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Самара	09.07.2021

	компрессорной станции Козловская АО "Самаранефтегаз"												
3.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные	РВС-2000	Е	83568-21	P-100.01, P-100.02	Акционерное общество "Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов" (АО "СЗ КВОиТ"), г. Самара	Акционерное общество "Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов" (АО "СЗ КВОиТ"), г. Самара	ОС	РМГ 105-2010	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром инвест" (ООО "Газпром инвест"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	14.06.2021
4.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные с понтоном	РВСп-30000	Е	83569-21	P-006.01, P-006.03, P-006.04	Акционерное общество "Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов" (АО "СЗ КВОиТ"), г. Самара	Акционерное общество "Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов" (АО "СЗ КВОиТ"), г. Самара	ОС	РМГ 105-2010	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром инвест" (ООО "Газпром инвест"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	07.06.2021
5.	Системы автоматизированного учета	PreciFU EL	С	83570-21	2559929-00040-20, 2559929-00041-20	"Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co. KG", Германия	"Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co. KG", Германия	ОС	МП 1306-1-2021	2 года	ООО "Рустоп Джет Сервис", г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	12.07.2021
6.	Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-6	Е	83571-21	1	Акционерное общество "Челябинский завод металлоконструкций" (АО "ЧЗМК"), г. Челябинск	Акционерное общество "Челябинский завод металлоконструкций" (АО "ЧЗМК"), г. Челябинск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Аэро" (ООО "РН-Аэро"), г. Москва	ООО фирма "Метролог", РТ, г. Казань	31.08.2021
7.	Блоки измерения сопротивления изоляции	РКП ИСИ01	С	83572-21	45.01836-04.21; 45.01837-04.21; 45.01838-04.21	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	СДКУ.1503.000.010 МП	3 года	Общество с ограниченной ответственностью	ООО "ИЦРМ", г. Москва	07.04.2021

						"ТРАНС- ПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕ- НИЯ" (ООО "ТСУ"), г. Ро- стов-на-Дону	"ТРАНС- ПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕ- НИЯ" (ООО "ТСУ"), г. Ро- стов-на-Дону				"ТРАНС- ПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕ- НИЯ" (ООО "ТСУ"), г. Ро- стов-на-Дону		
8.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) под- станции "Суйда" Ок- тябрьской ЖД - филиа- ла ОАО "Российские железные дороги" в границах Ленинград- ской области	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83573-21	6732	Открытое ак- ционерное общество "Российские железные до- роги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое ак- ционерное общество "Российские железные до- роги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	МП 206.1- 081-2021	4 года	Акционерное общество "Трансэнер- ком" (АО "Трансэнер- ком"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	14.09.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83566-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи блока вычисления расхода микропроцессорного БВР.М (далее – ИВК) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в ИВК автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Счетчик газа вихревой СВГ, в составе:	1 (ИЛ)	13489-07
- датчик расхода газа ДРГ.М	1 (ИЛ)	26256-06
- преобразователь давления AUTROL, мод. АРТ3200	1 (ИЛ)	37667-13
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСМУ-205	1 (ИЛ)	15200-06
- блок вычисления расхода микропроцессорный БВР.М	1 (СОИ)	-

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

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода и объема свободного нефтяного газа;
- измерение параметров свободного нефтяного газа;
- вычисление объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;
- хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКГ. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

ПО СИКГ реализовано в ИВК. ПО ИВК настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ИВК
Идентификационное наименование ПО	СВГ+СЖУ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V002m
Цифровой идентификатор ПО	0x1775

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 280,12 до 8784,47
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от - 35 до + 35
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки СОИ, °С:	от + 15 до + 30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа -температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,02 до 0,07 от 10 до 40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО «Самаранефтегаз», зав. № 58356	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКГ	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений при помощи системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2017.28005).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ГКС УПН Алакаевская АО «Самаранефтегаз»

Постановления Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ГОСТ 8.733-2011 «Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

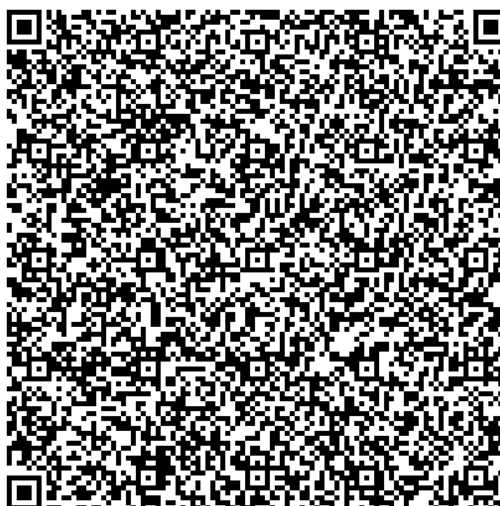
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 443099, г. Самара, у. Куйбышева, д. 97

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83567-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе компрессорной станции Козловская АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе компрессорной станции Козловская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя УВП-280, мод. УВП-280Б.01 (далее – ИВК) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в ИВК автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из двух измерительных линий (далее – ИЛ) (1 рабочая ИЛ (далее – ИЛ 1) и 1 резервная ИЛ (далее – ИЛ 2)) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Расходомер газа ультразвуковой «FLOWSIC 100»	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	43980-10
Преобразователь давления AUTROL, мод. АРТ3200	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	37667-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	1 (ИЛ 1), 1(ИЛ 2)	38548-13
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280Б.01	1 (СОИ)	53503-13

В состав СИКГ входят показывающие средства измерений давления и температуры свободного нефтяного газа утвержденных типов.

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода и объема свободного нефтяного газа;
- измерение параметров свободного нефтяного газа;
- вычисление объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;
- хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКГ. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

ПО СИКГ реализовано в ИВК. ПО ИВК настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,59 до 19991,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от - 35 до + 35
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки СОИ, °С:	от + 15 до + 30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа -температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,06 до 1,10 от 0 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе компрессорной станции Козловская АО «Самаранефтегаз», зав. № 104430	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКГ	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений при помощи системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе компрессорной станции Козловская АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2017.27922).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основном газопроводе компрессорной станции Козловская АО «Самаранефтегаз»

Постановления Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ГОСТ 8.733-2011 «Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 443099, г. Самара, у. Куйбышева, д. 97

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83568-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные РВС-2000

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти и нефтеконденсатной смеси в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра с наружной теплоизоляцией, со стационарной крышей. На боковых стенках и крышах предусмотрены люки-лазы для обслуживания резервуаров, а также монтажные и замерные люки. Днища резервуаров металлические. Резервуары снабжены лестницами для доступа на крыши.

Резервуары РВС-2000 зав. №№ Р-100.01, Р-100.02 расположены на территории нефтеперекачивающей станции «Уренгойская», по адресу Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, г. Новый Уренгой. Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик резервуара.

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-2000 представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-2000

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных РВС-2000 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - Температура окружающей среды при эксплуатации, °С - Атмосферное давление, кПа	от - 56 до + 34 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический теплоизолированный РВС-2000	РВС-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 паспорта

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим теплоизолированным РВС-2000

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018г. «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»

Изготовитель

Акционерное общество «Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов» (АО «СЗ КВОиТ»)
ИНН 6318116093
Адрес: 443022, г. Самара, проезд Мальцева, д.1
Тел.: +7(846) 979-96-03
Факс: +7(846) 979-96-02
E-mail: kvoit@samaramail.ru

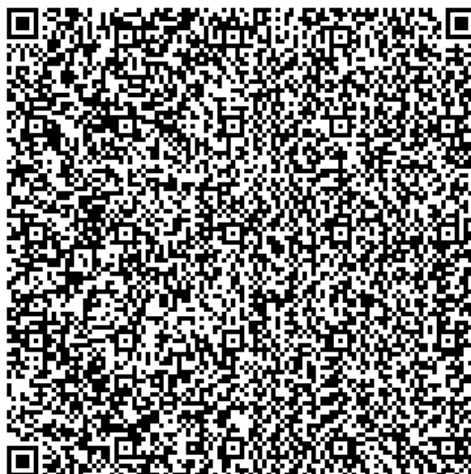
Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром инвест»
(ООО «Газпром инвест»)
ИНН 7810483334
Адрес: 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Стартовая, д. 6, литер Д
Тел.: +7(812)455-17-00
E-mail: office@invest.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел.: +7(495)437-55-77
Факс: +7(495)437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83569-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные с понтоном РВСП-30000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические теплоизолированные с понтоном РВСП-30000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтеконденсатной смеси, а также для их хранения, приема и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефти и нефтеконденсатной смеси в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра с наружной теплоизоляцией, со стационарной крышей и понтоном. На боковых стенках и крышах предусмотрены люки-лазы для обслуживания резервуаров, а также монтажные и замерные люки. Днища резервуаров металлические. Резервуары снабжены лестницами для доступа на крыши.

Резервуары РВСП-30000 зав. №№ Р-006.01, Р-006.03, Р-006.04 расположены на территории приёмо-сдаточного пункта «Пур-Пэ», по адресу Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-он, вблизи ст. Сывдарма. Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик резервуара.

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных с понтоном РВСП-30000 представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных с понтоном РВСП-30000

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических теплоизолированных с понтоном РВСП-30000 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	30000
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - Температура окружающей среды при эксплуатации, °С - Атмосферное давление, кПа	от - 55 до + 36 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический теплоизолированный с понтоном РВСП-30000	РВСП-30000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 паспорта

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим теплоизолированным с понтоном РВСП-30000

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018г. «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»

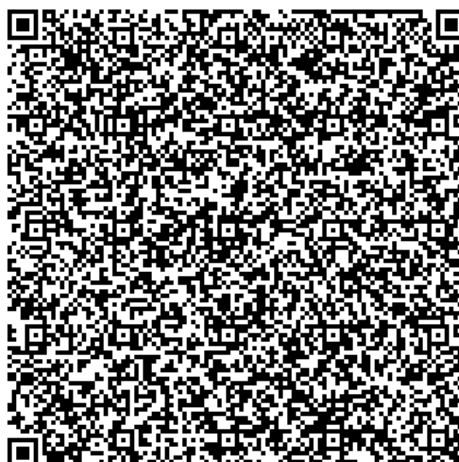
Изготовитель

Акционерное общество «Самарский завод котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов» (АО «СЗ КВОиТ»)
ИНН 6318116093
Адрес: 443022, г. Самара, проезд Мальцева, д.1
Тел.: +7(846) 979-96-03
Факс: +7(846) 979-96-02
E-mail: kvoit@samaramail.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел.: +7(495)437-55-77
Факс: +7(495)437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83570-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированного учета PreciFUEL

Назначение средства измерений

Системы автоматизированного учета PreciFUEL (далее – системы) предназначены для измерений объема и массы жидкости в потоке.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на прямом методе динамических измерений объема жидкости в потоке и на косвенном методе динамических измерений массы жидкости в потоке.

Системы состоят из счетчика жидкости лопастного МКА, датчика плотности DIS 1A, датчика температуры, блока управления и обработки информации, включающего контроллер ARU MASTER 4A и информационную шину/кабель PreciBUS, модуля датчиков контроля дегазации PreciNODE SME, дозатора противокристаллизационной жидкости PreciMIX, трубопроводов с запорной арматурой, фильтра-водоотделителя, оснащенного устройством газоотделения, раздаточного рукава для выдачи жидкости с быстроразъемными соединениями (в том числе наконечников нижней заправки и раздаточных пистолетов для верхней заправки воздушных судов).

Система изготавливается в различных исполнениях со счетчиками жидкости лопастными МКА, отличающимися диапазонами расходов. Модуль датчиков контроля дегазации PreciNODE SME оптическим путем распознает пузырьки газа в потоке жидкости и одновременно контролирует уровень наполнения в канале выдачи. Контроллер ARU MASTER 4A подключен шиной PreciBUS к счетчику жидкости лопастному МКА, датчику плотности DIS 1A, датчику температуры и контролирует их работу. Трубопроводы с запорной арматурой обеспечивают прохождение жидкости через систему. Запорная арматура представляет собой клапан с электромагнитным/пневматическим приводом, предназначенный для дистанционного управления потоком жидкости.

При отпуске жидкости при заправке воздушных судов с помощью программного обеспечения контроллера ARU MASTER 4A задаются масса или объем жидкости необходимые для отпуска. После прохождения разрешительных процедур и запуска процесса отпуска жидкость из средства заправки с помощью насоса под давлением подается через фильтр-водоотделитель, оснащенный устройством газоотделения, счетчик жидкости лопастной МКА, электромагнитный/пневматический клапан и раздаточный рукав. Контроллер ARU MASTER 4A обеспечивает обработку результатов измерений, вычисление отпущенных массы и объема жидкости в потоке, индикацию температуры и плотности жидкости, а также регулирование расхода жидкости в процессе отпуска. Измеренная и вычисленная информация может храниться в контроллере в количестве 1024 последних операций и может быть передана через протоколы передачи данных.

Общий вид систем представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид системы

Пломбировка систем осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются крепежные винты и элементы, с нанесением знака поверки на пломбу.

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

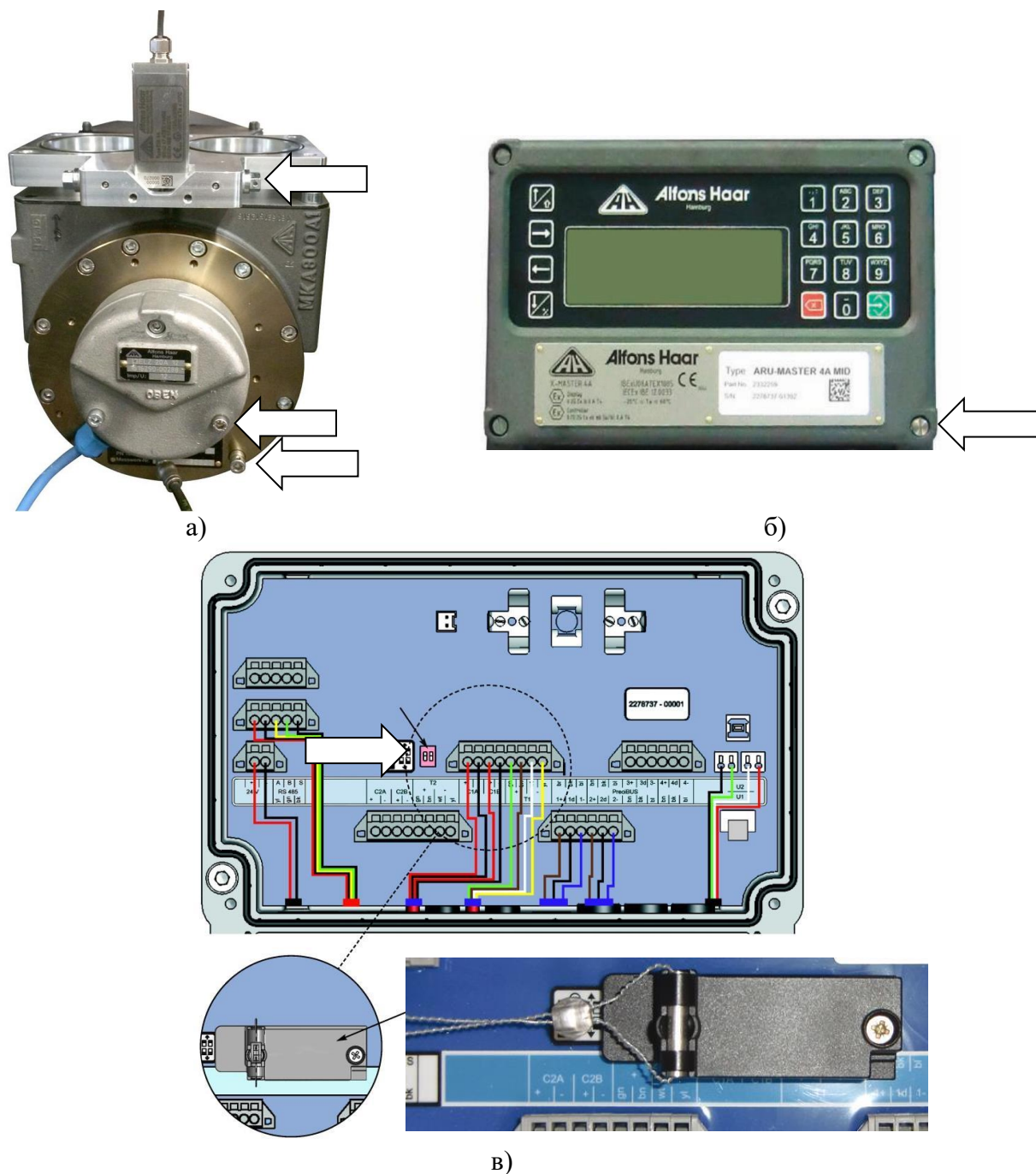


Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе системы, методом лазерной гравировки.

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



Рисунок 3 – Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение систем автономное.

Функции программного обеспечения: сбор, отображение и регистрирование информации с счетчика жидкости лопастного, датчика плотности с датчиком температуры и других устройств системы, обработки результатов измерений, индикации результатов измерений на показывающем устройстве, формирования управляющих сигналов на начало и окончание отпуска жидкости, управление модулями системы.

В программном обеспечении предусмотрена защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации, ведение журналов действий пользователя).

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	не ниже А4.02.XX
Цифровой идентификатор ПО	—
¹⁾ – конкретное значение указано в руководстве по эксплуатации	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, м ³ /ч ¹⁾	от 3 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении объема жидкости в потоке, %	±0,15
Наименьший объем жидкости в потоке при отпуске, дм ³	50
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч ¹⁾	от 1,8 до 216
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы жидкости в потоке, %	±0,25
Наименьшая масса жидкости в потоке при отпуске, кг	50
¹⁾ – конкретное значение указано в руководстве по эксплуатации	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Жидкость (нефтепродукты: топлива для реактивных двигателей марок ТС-1, РТ по ГОСТ 10227-2013, бензин, дизельное топливо, топливо авиационное для газотурбинных двигателей ДЖЕТ А-1 (JET A-1) по ГОСТ 32595-2013)
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 600 до 1200
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0 до 1
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +50
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 30 до 80 от 84 до 107
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 20 до 32
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	35000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе системы, методом лазерной гравировки, и в верхней части по центру титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированного учета	PreciFUEL	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	МП 1306-1-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам автоматизированного учета PreciFUEL

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости;

Техническая документация изготовителя.

Изготовитель

«Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co. KG», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 – 22547 Hamburg, Germany

Телефон (факс): (+49) 40 833 91-0

Web-сайт: www.alfons-haar.de

E-mail: info@alfons-haar.de

Испытательный центр

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

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

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

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83571-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-6

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-6 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

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

Резервуар РГС-6 представляет собой стальную горизонтальную конструкцию цилиндрической формы с плоскими днищами подземного исполнения.

Резервуар оборудован дыхательным клапаном, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефтепродукта.

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-6 зав.№ 1 расположен на территории Филиала ООО «РН-Аэро» в а/п Красноярск по адресу: 663021, Российская Федерация, Красноярский край, Емельяновский район, территория Аэропорта Красноярск.

Пломбирование резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-6 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочную таблицу.

Заводской номер наносится на табличку аэрографическим способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара.

Общий вид и эскиз резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-6 представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-6

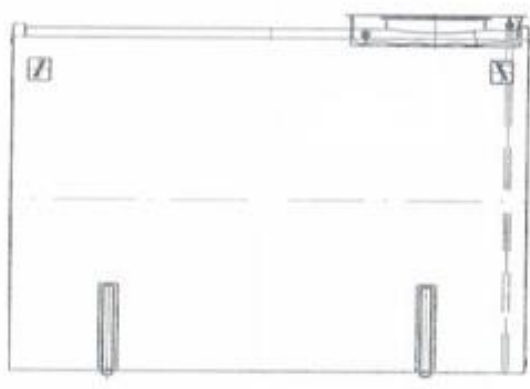


Рисунок 2 – Эскиз резервуара РГС-6

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РГС-6
Номинальная вместимость, м ³	6
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (объемный метод), %	±0,25
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от - 50 до + 50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-6	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Паспорте «Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-6», раздел 7.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару горизонтальному стальному цилиндрическому РГС-6

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «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».

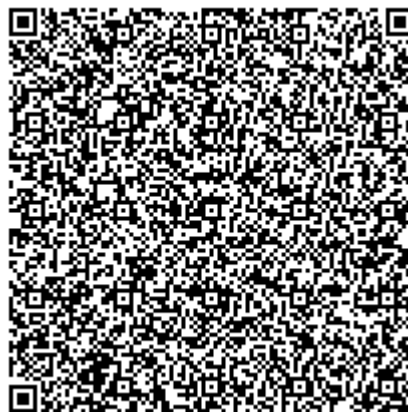
Изготовитель

Акционерное общество «Челябинский завод металлоконструкций» (АО «ЧЗМК»)
ИНН 7449010952
Юридический адрес: 454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, 46
Телефон/ факс: +7 (351) 253-28-21
Web-сайт: <http://metcon.ru/>
E-mail: office@metcon.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan-ut@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83572-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блоки измерения сопротивления изоляции РКП ИСИ01

Назначение средства измерений

Блоки измерения сопротивления изоляции РКП ИСИ01 (далее – блоки) предназначены для воспроизведений напряжения постоянного тока и измерений электрического сопротивления изоляции.

Описание средства измерений

Принцип действия блоков основан на измерении сопротивления изоляции методом «вольтметра-амперметра». К контролируемому сопротивлению прикладывается напряжение постоянного тока, вырабатываемое блоками. Последовательно включается образцовое сопротивление, по которому протекает ток утечки изоляции. Величина приложенного напряжения постоянного тока и падение напряжения постоянного тока на образцовом сопротивлении измеряются, и по полученным результатам вычисляется величина сопротивления изоляции. Мощность источника напряжения постоянного тока ограничена таким образом, чтобы максимальный ток, протекающий через измеряемое сопротивление, не превышал 1 мА. Это исключает перегрузку источника напряжения постоянного тока и измеряемого сопротивления при подключении малых сопротивлений и/или закорачивании измерительного входа блоков. В дальнейшем осуществляется передача полученных значений в распределенный контролируемый пункт модернизированный (далее – РКП-М) СДКУ.856309.001 ТУ.

Блоки применяются в системах железнодорожной автоматики и телемеханики, а также в других автоматизированных системах промышленной автоматики.

Блоки могут работать в режиме циклических измерений или режиме непрерывных измерений сопротивления.

Режим циклических измерений является основным. В него блоки переходят после включения питания или перезапуска. В этом режиме высокое напряжение постоянного тока прикладывается к контролируемому сопротивлению.

В режим непрерывных измерений блоки могут быть переведены по команде, полученной от внешней управляющей системы автоматизации. В этом режиме напряжение постоянного тока непрерывно подключено к контролируемой цепи.

Все операции по настройке блоков, управлению блоками в процессе работы и считыванию результатов измерений выполняются при помощи команд, передаваемых по шине CAN.

Конструктивно блоки выполнены в едином прямоугольном пластмассовом корпусе и имеют защелку для фиксации на DIN-рейке NS-35. Блоки объединяются между собой и подключаются к системе автоматизации при помощи шины CAN.

Блоки обеспечивают гальваническую развязку измеряемой цепи от цепей питания и канала связи.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку типографским методом в виде цифрового кода.

Общий вид блоков представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – наклейка с нанесением знака поверки.

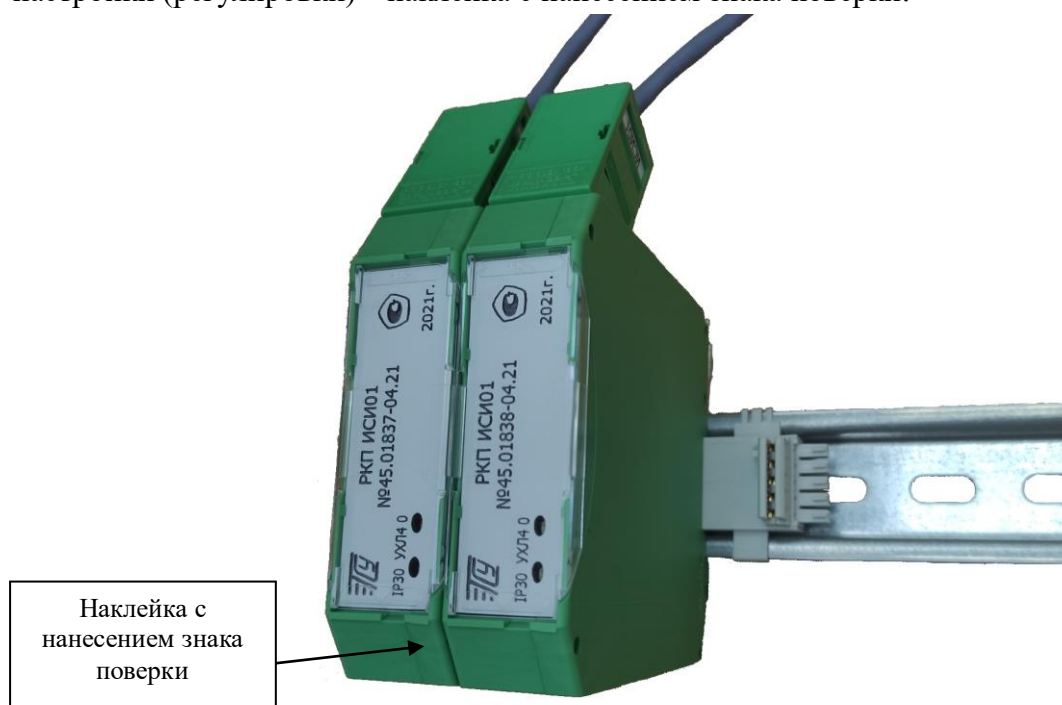


Рисунок 1 – Общий вид блоков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) блоков состоит из внутреннего и сервисного ПО.

Внутреннее ПО хранится в постоянном запоминающем устройстве (далее – ПЗУ) блоков и не требует загрузки или перезагрузки в процессе эксплуатации. Из состава внутреннего ПО блоков выделена метрологически значимая часть в виде основного компонента программного обеспечения блока РКП ИСИ01, которая обеспечивает функционирование блоков при их использовании по назначению, включая обеспечение всех технических и метрологических характеристик блоков, идентификацию ПО и передачу результатов измерений. Метрологические характеристики блоков нормированы с учетом влияния основного компонента программного обеспечения блока РКП ИСИ01. Остальная часть ПО (загрузчик), не являющаяся метрологически значимой, служит для начальной инициализации микроконтроллера и проверки наличия и исправности ПЗУ с метрологически значимой частью ПО при включении питания (перезапуске) блоков. Внутреннее ПО не имеет интерфейса пользователя и работает через интерфейс связи.

Сервисное ПО – «Терминал блока РКП ИСИ01», исполняемая компьютерная программа, предназначенная для проверки исправности и метрологической калибровки блоков (в процессе эксплуатации блоков не используется).

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

Идентификационные данные ПО блоков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение	
	Внутреннее (основной компонент программного обеспечения блока РКП ИСИ01)	Сервисное («Терминал блока РКП ИСИ01»)
Идентификационное наименование ПО	ISI.hex	Block_ISI-setup.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	2.01	2.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений электрического сопротивления изоляции, МОм	от 0,02 до 400
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений электрического сопротивления изоляции, %: - в диапазоне от 0,02 до 0,05 МОм включ. - в диапазоне св. 0,05 до 200 МОм включ. - в диапазоне св. 200 до 400 МОм включ.	±15 ±10 ±15
Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений электрического сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на каждые 10 °С, %	±10
Диапазон воспроизведений напряжения постоянного тока, В	от 100 до 500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений напряжения постоянного тока, В	±30
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +20 до +30 от 45 до 80 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - номинальное напряжение питания постоянного тока, В - рабочее напряжение питания постоянного тока, В	24 от 21,6 до 28,8
Потребляемая мощность, Вт, не более: - при выполнении измерений - в паузах между измерениями	2,5 1
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	93×23×86
Масса, кг, не более	0,2
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ4
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +1 до +40 от 45 до 80 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	30000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку, размещаемую на передней поверхности блока, любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок измерения сопротивления изоляции РКП ИСИ01	СДКУ.1503.000.000	1 шт.
Паспорт	СДКУ.1503.000.000 ПС	1 экз.
Программное обеспечение «Терминал блока РКП ИСИ01»	-	1 шт.*
Руководство по эксплуатации	СДКУ.1503.000.000 РЭ	1 экз.*
*Поставляются на электронном носителе в каждый адрес отгрузки.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к блокам измерения сопротивления изоляции РКП ИСИ01

СДКУ.422130.003 ТУ «Блок измерения сопротивления изоляции РКП ИСИ01. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТРАНСПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ» (ООО «ТСУ»)

Адрес деятельности: 344068, Ростовская область, г. Ростов-на-Дону, улица Цезаря Куникова, дом 29/1

Место нахождения и адрес юридического лица: 344068, Ростовская область, г. Ростов-на-Дону, улица Цезаря Куникова, дом 29/1

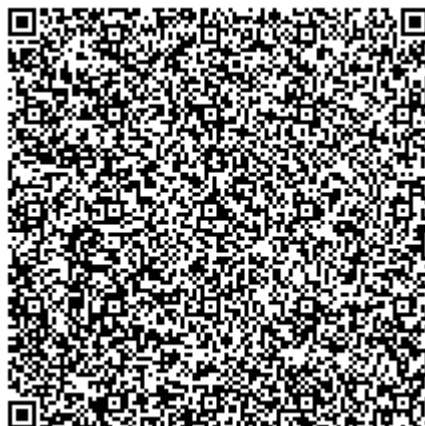
ИНН 6165228470

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» ноября 2021 г. № 2455

Регистрационный № 83573-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Суйда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ленинградской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Суйда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ленинградской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных, программное обеспечение (ПО) «Энергия Альфа 2», устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в ЦСОД ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов.

Дальнейшая передача информации от ЦСОД ОАО «РЖД» третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УСВ-3, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ-3 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера ИВК при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-3 равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется встроенным программным обеспечением по сети Ethernet при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени УСПД и сервера ИВК равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением по интерфейсу RS-485 при каждом сеансе связи. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 1 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков электрической энергии, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого компонента и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.16
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наимено- вание присоеди- нения	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД/ УСВ
ПС «Суйда»					
1	ВЛ 110 кВ Л. Лужская 1	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №) 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	Ввод Т1 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 100/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	Рабочая перемычка 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Л. Лужская 2	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	Ввод Т2 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 100/1 рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3 /100/√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %					
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)				
1 – 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,3	2,0				
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	2,0	1,6				
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,8	1,5				
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		± 5							

Продолжение таблицы 3

Примечания
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ: - антенный блок - блок питания и интерфейсы магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от -60 до +40 от -40 до +60 от +1 до +50 от -40 до +70 от -25 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 2 35000 24 45000 2 0,99 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИБК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.26.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Суйда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ленинградской области», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции «Суйда» Октябрьской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Ленинградской области

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

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Факс: +7 (499) 262-90-95

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

