

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители ИСП-1

Назначение средства измерений

Измерители ИСП-1 (далее по тексту – измерители) предназначены для измерений статических и квазистатических (медленно меняющихся) сил сжатия и перемещений технологических объектов с преобразованием измеренных сигналов в цифровые сигналы и передачей результатов измерений в беспроводную сеть по радиоканалу Bluetooth.

Описание средства измерений

Принцип работы измерителей состоит в следующем: измеренные аналоговые сигналы с датчиков силоизмерительных тензорезисторных и цифровые сигналы перемещения с датчиков линейных перемещений поступают в преобразователь сигналов, где сигналы силы преобразуются с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП) в дискретные сигналы.

Сигналы датчиков обрабатываются с помощью микропроцессора и далее передаются посредством беспроводной сети передачи данных, в планшетный компьютер или другие устройства, включенные в беспроводную локальную сеть.

Конструктивно измерители состоят из датчика силоизмерительного тензорезисторного, одного или трёх датчиков линейных перемещений и преобразователей сигналов.

Измерители выпускаются в трех модификациях, отличающихся метрологическими и техническими характеристиками, а также количеством подключаемых датчиков линейных перемещений. Модификации измерителя ИСП-1.1, ИСП-1.2 выпускаются с одним датчиком силы и одним датчиком перемещения, модификация измерителя ИСП-1.3 – с одним датчиком силы и тремя датчиками перемещений.

Преобразователь сигналов выполнен в прямоугольном корпусе из ударопрочной пластмассы. На корпусе расположена кнопка включения, светодиодный индикатор, разъемы для подключения датчиков и зарядного устройства, узел крепления к технологическим объектам и маркировочная табличка

Идентификация измерителей осуществляется методом визуального осмотра маркировочных табличек, прикреплённых на лицевую сторону преобразователя сигналов и на корпуса датчиков силоизмерительных тензорезисторных и датчиков линейных перемещений, где отображена информация о наименовании и типе, модификации, заводском номере, знаке утверждения типа. Заводской номер имеет буквенно-цифровое обозначение в виде букв латинского алфавита и арабских цифр и наносится на маркировочную табличку методом лазерной печати.

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

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

В целях ограничения доступа к местам настройки (регулировки), расположенным на центральной плате измерителя, осуществляется пломбирование измерителей путем нанесения

мастичной пломбы на один из крепежных винтов на тыльной стороне преобразователя сигналов.

Общий вид измерителей представлен на рисунках 1 и 2.

Общий вид преобразователя сигналов с указанием мест нанесения заводского номера, знака утверждения типа и места пломбировки представлен на рисунке 3.

Датчики силы, применяемые в составе измерителей, представлены на рисунках 1, 2 и 6.

Датчики линейных перемещений, применяемые в составе измерителей, представлены на рисунках 1, 2, 4 и 5.

Пример маркировочных табличек, прикрепляемых на корпуса датчиков силы и датчиков линейных перемещений, представлен на рисунке 7.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа, а также место пломбировки преобразователя сигналов представлены на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей ИСП-1 модификации ИСП-1.1, ИСП-1.2



Рисунок 2 – Общий вид измерителей ИСП-1 модификации ИСП-1.3



Рисунок 3 – Общий вид преобразователя сигналов с указанием мест нанесения заводского номера, знака утверждения типа и места пломбировки



Рисунок 4 – Внешний вид датчиков линейных перемещений с интерфейсом RS-232



Рисунок 5 – Внешний вид датчиков линейных перемещений с интерфейсом RS-485/232



Рисунок 6 – Внешний вид и примеры маркировки датчиков силы

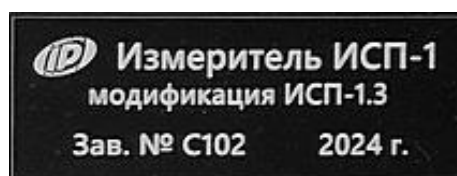


Рисунок 7 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) измерителей ИСП-1 функционально разделено на две составляющие части: встроенное системное ПО (ВСПО) преобразователей сигналов и прикладное ПО, устанавливаемое на мобильное устройство (планшетный компьютер).

ВСПО, влияющее на метрологические характеристики, устанавливается в энергонезависимую память преобразователей сигналов на предприятии изготовителе во время производственного цикла. Оно недоступно пользователю для изменения на протяжении всего времени функционирования изделия. ВСПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс без нарушения пломб.

Уровень защиты ПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» по Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ВСПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификаций		
	ИСП-1.1	ИСП-1.2	ИСП-1.3
Идентификационное наименование ПО	ИСП-1.1	ИСП-1.2	ИСП-1.3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2024-07-29		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы, кН: - для модификаций ИСП-1.1 и ИСП-1.2 - для модификации ИСП-1.3	от 0,7 до 100 от 6 до 300
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений силы вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений (соответствующей рабочим условиям измерений) на каждые 10 °С, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений перемещений, мм: - для модификации ИСП-1.1 - для модификации ИСП-1.2 - для модификации ИСП-1.3	от 0 до 12 от 0 до 25 от 0 до 50
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений перемещения, мм	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений перемещений вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений (соответствующей рабочим условиям измерений) на каждые 10 °С, мм	$\pm 0,005$

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от 15 до 25
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при плюс 30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 5 до 40 95 от 84 до 106,7
Масса преобразователя сигналов, кг, не более: - для модификаций ИСП-1.1 и ИСП-1.2 - для модификации ИСП-1.3	0,3 0,4
Масса датчика силоизмерительного, кг, не более	5
Масса датчика линейных перемещений, кг, не более	0,5
Габаритные размеры преобразователя сигналов (длина × ширина × высота), мм, не более: - для модификаций ИСП-1.1 и ИСП-1.2 - для модификации ИСП-1.3	140 × 65 × 45 180 × 81 × 50
Габаритные размеры датчика силоизмерительного (диаметр × высота), мм, не более	160 × 85
Габаритные размеры датчика линейных перемещений (длина × ширина × высота), мм, не более	300 × 70 × 60
Напряжение питания постоянного тока, В: - от встроенного Li-Pol аккумулятора - от внешнего источника питания (зарядное устройство)	3,7 ± 0,5 5 ± 0,25
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,0

Таблица 4 – Показатели надежности

Средняя наработка на отказ, ч, не менее	6000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочные таблички фотохимическим способом или методом лазерной печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность устройства

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь сигналов ИСП-1	В зависимости от модификации	1 шт.
Зарядное устройство USB	-	1 шт.
Кабель USB-A-mini-B	-	1 шт.
Датчик силы	-	1 шт.
Датчик линейных перемещений	-	В зависимости от модификации
Кабель для подключения датчика линейных перемещений к зарядному устройству	-	В зависимости от модификации
Силовое передающее устройство для поверки датчика силы	-	По заказу
Соединительный кабель для датчика перемещений	-	В зависимости от модификации
Планшетный компьютер с установленным приложением	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	НКИП.408640.100 РЭ	1 экз.
Кейс	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Использование по назначению» документа НКИП.408640.100 РЭ «Измерители ИСП-1. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

ТУ 26.51.66-011-13429785-2024 «Измерители ИСП-1. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие «Интерприбор» (ООО НПП «Интерприбор»)

ИНН: 7453096769

Юридический адрес: 454126, г. Челябинск, ул. Тернопольская, 6, 5 этаж, офис 508

Телефон/факс (351) 729-88-85

Web-сайт: www.interpribor.ru

E-mail: info@interpribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное Предприятие «Интерприбор» (ООО НПП «Интерприбор»)

ИНН: 7453096769

Адрес: 454126, г. Челябинск, ул. Тернопольская, 6, этаж 5, офис 508

Телефон/факс (351) 729-88-85

Web-сайт: www.interpribor.ru

E-mail: info@interpribor.ru

Испытательный центр

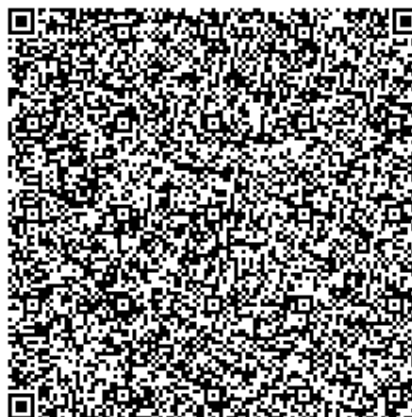
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

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 № 97033-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС (далее – резервуары), предназначены для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС, изготовленны в следующих модификациях: РВС-1000, РВС-2000.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефтепродуктов, согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы с днищем, крышей. Резервуары оборудованы приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефтепродуктов осуществляется через приемораздаточные устройства.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000 с заводскими номерами 4, 7; РВС-2000 с заводским номером 1; расположены по адресу: АО «Чукотснаб» Участок № 2 Чукотский АО, г. Анадырь, ул. Кооперативная.

Фотографии общего вида резервуаров, горловин замерного люка и заводских номеров представлены на рисунке 1.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, нанесены на резервуары аэрографическим способом (обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуара) и в технические паспорта на резервуары типографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Фотографии общего вида резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-1000(№№ 4,7), РВС-2000(№1), их горловин замерного люка и заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности резервуара приведены в таблицах 1, 2 и 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РВС-1000	РВС-2000
Номинальная вместимость, м ³	1000	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,2	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от - 40 до +50

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта резервуара методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-1000	2 шт.
	PBC-2000	1 шт.
Технический паспорт		3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 технического паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2356 от 26 сентября 2022 года «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 «Чукотснаб» (АО «Чукотснаб»)

ИНН 8709908421

Юридический адрес: 689000, Чукотский Автономный Округ, г. Анадырь, ул. Южная, д. 4

Телефон: +7(42722) 2-70-00, 2-70-03

E-mail: :snab@chsnab.chukotka.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Чукотснаб» (АО «Чукотснаб»)

ИНН 8709908421

Адрес: 689000, Чукотский Автономный Округ, г. Анадырь, ул. Южная, д. 4

Телефон: +7(42722) 2-70-00, 2-70-03

E-mail: :snab@chsnab.chukotka.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Метролог» (АО «Метролог»)

Адрес: Российская Федерация, 443125, Самарская обл., г. Самара, ул. Губанова, 20а,
офис 13

Почтовый адрес: 443076, г. Самара ул. Партизанская, 173

Телефон: +7 (846) 279-11-66

E-mail: prot@metrolog-samara.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311958



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные СТАРТ

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные СТАРТ (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли, массовой концентрации и дозврывоопасных концентраций, а также передачи информации о содержании горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе газов, образованных в результате испарения горючих жидкостей таких как нефть, керосин, бензин, дизельное топливо), токсичных газов, углекислого газа и кислорода в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах, промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов, трубопроводах и воздуховодах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих от газочувствительного измерительного преобразователя (далее – датчика), для обработки встроенным микропроцессором, с последующим отображением показаний измеренного значения на дисплее и формированием предупредительной сигнализации при превышении установленных порогов.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях: СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б6, СТАРТ В1, СТАРТ Б4Н, которые отличаются конструктивно и имеют разные технические и метрологические характеристики.

Способ отбора пробы для модификаций СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б6, СТАРТ В1 – диффузионный, а для модификации СТАРТ Б4Н – принудительный. Допускается эксплуатация газоанализаторов с диффузионным отбором проб воздуха с внешним побудителем расхода (насосом) или ручным пробоотборным зондом (грушей).

В газоанализаторы могут быть установлены термokatалитический датчик ТКД, электрохимический датчик ЭХД, оптический инфракрасный датчик ИКД, фотоионизационный датчик ФИД.

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемых датчиков:

- термokatалитические ТКД, основанные на изменении сопротивления чувствительного элемента при окислении горючего газа, контактирующего с поверхностью катализатора;
- электрохимические ЭХД, основанные на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимическим датчиком, в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;
- оптические инфракрасные ИКД, основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- фотоионизационные ФИД, основанные на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии и измерении возникающего при этом тока

между измерительными пластинами. В качестве источников ионизации используются криптоновая ультрафиолетовая или аргоновая лампа.

Газоанализаторы представляют собой носимые (индивидуальные) средства измерений непрерывного или периодического действия и позволяют одновременно измерять в воздухе содержание от 1 до 6 компонентов.

Газоанализаторы осуществляют цифровую индикацию результатов измерений, световую, звуковую и вибрационную индикации превышения заданных пороговых уровней. Имеются следующие уровни:

- 1 уровень – «предупредительный»;
- 2 уровень – «сигнальный».

Результаты измерений могут отображаться в разных единицах измерений: мг/м³, % объемной доли, % НКПР, млн⁻¹ (ppm). Результаты измерений выводятся на дисплей.

Конструктивно газоанализаторы представляют собой портативные средства измерений.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- самодиагностику при включении и во время работы;
- автоматическую и принудительную настройку нуля;
- непрерывное или периодическое измерение содержания определяемых компонентов в воздухе;
- отображение измеренных значений на дисплее;
- запись событий и измеренных значений во внутреннюю энергонезависимую память с возможностью дальнейшего анализа на ПК – для модификаций: СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6, СТАРТ В1;
- передачу данных на ПК;
- беспроводную передачу данных по стандартам: ZigBee, Bluetooth, IoT, NB-IoT, Wi-SUN, MXair, LoRaWAN, LoRa, E-WIRE, LTE, GSM, GPRS, IEEE 802.15.4, ISA100.11a (опционально);
- определение геолокации GPS, ГЛОНАСС (опционально);
- фотофиксацию (опционально);
- видеофиксацию (опционально).

Все газоанализаторы имеют взрывозащищенное исполнение.

Газоанализаторы имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра, которые наносятся методом лазерной гравировки в виде буквенно-цифрового или цифрового обозначения на идентификационную табличку (рисунок 2), наклеенную на задней стенке корпуса газоанализатора.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено.

Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.



а) модификация
СТАРТ А1



б) модификация
СТАРТ Б1



в) модификация
СТАРТ Б1



г) модификация
СТАРТ А4



д) модификация
СТАРТ Б4



е) модификация
СТАРТ Б4Н



ж) модификация СТАРТ Б6

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов



Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- цифровую индикацию содержания определяемых компонентов в режиме реального времени на ЖК-дисплее газоанализатора;
- подсветку ЖК-дисплея;
- диагностику чувствительного элемента (датчика);
- подачу одновременно световой, звуковой и вибросигнализации при достижении содержания определяемого компонента порогов срабатывания: «Порог 1», «Порог 2». Сигналы порогов различны по частоте, цвет светового сигнала красный, время срабатывания пороговой предупреждающей сигнализации зависит от определяемого компонента;

- цифровую индикацию установленных порогов;
- подсчет показателей STEL (предельное значение кратковременного воздействия) и TWA (средневзвешенное временное значение концентрации);
- ведение и сохранение в энергонезависимой памяти архива событий;
- обмен данными с ПК по интерфейсу USB;
- обмен данными с устройствами на базе Android (опционально);
- индикацию неисправностей;
- индикацию заряда батареи;
- выбор единиц измерений с помощью меню прибора, кроме СТАРТ В1;
- определение падения (датчик удара) и положения (опционально).

Идентификационные данные ПО газоанализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение						
	СТАРТ А1	СТАРТ А4	СТАРТ Б1	СТАРТ Б4	СТАРТ Б4Н	СТАРТ Б6	СТАРТ В1
Идентификационное наименование ПО	LG-StartA1	LG-StartA4	LG-StartB1	LG-StartB4	LG-StartB4N	LG-StartB6	LG-StartV1
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V7.00	V1.3	V1.2	V2.00	V1.0.2	V1.0.0	V1.01
Цифровой идентификатор ПО	—						

Защита ПО газоанализаторов от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 11.

В таблицах 2 – 7:

- Основная погрешность нормирована при условиях:
 - температура окружающей среды: от + 15 °С до + 25 °С;
 - относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %;
 - атмосферное давление: от 84 до 106 кПа.
- Нормирующее значение приведенной погрешности – разность между верхним и нижним пределами измерений.
- Время срабатывания сигнализации указано для концентрации определяемого компонента, превышающей 1-е пороговое значение в 1,6 раза.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6 с термокаталитическими датчиками (ТКД) в единицах измерения «% НКПР»

Определяемый компонент	Диапазон показаний, % НКПР	Диапазон измерений, % НКПР	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
Метан (CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	15	15
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	15	15
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	30	30
Углеводородные горючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	15	15

Определяемый компонент	Диапазон показаний, % НКПР	Диапазон измерений, % НКПР	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по C_3H_8)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	15	15
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по C_6H_{14})	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	30	30
Водород (H_2)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	15	15
Горючие газы и пары (по H_2)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	15	15
Пары бензина (по $i-C_4H_8$)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	15	—
Пары керосина (по $i-C_4H_8$)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	20	—
Пары дизельного топлива (по $i-C_4H_8$)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	40	—
Примечания: 1. Значения «% НКПР» для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020; 2. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений с термокаталитическими датчиками в единицах измерений: % НКПР – % объемной доли – $мг/м^3$.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6, СТАРТ В1 с электрохимическими датчиками (ЭХД) в единицах измерения « $млн^{-1}$ » или « $мг/м^3$ »

Определяемый компонент	Диапазон измерений, $млн^{-1}$ ($мг/м^3$)	Поддиапазон измерений, $млн^{-1}$ ($мг/м^3$)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Сероводород (H_2S)	от 0 до 50 (от 0 до 71)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,1 включ.)	± 15	—	15	15
		св. 5 до 50 (св. 7,1 до 71)	—	± 15		

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Поддиапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100 (от 0 до 141)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 14,1 включ.)	± 15	–	20	15
		св. 10 до 100 (св. 14,1 до 141)	–	± 15		
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 200 (от 0 до 283)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 28,3 включ.)	± 15	–	20	15
		св. 20 до 200 (св. 28,3 до 283)	–	± 15		
Оксид углерода (CO)	от 0 до 1000 (от 0 до 1162)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 58,1 включ.)	± 15	–	15	15
		св. 50 до 1000 (св. 58,1 до 1162)	–	± 15		
Оксид углерода (CO)	от 0 до 2000 (от 0 до 2323)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116,1 включ.)	± 20	–	20	20
		св. 100 до 2000 (св. 116,1 до 2323)	–	± 20		
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 (от 0 до 71)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 7,1 включ.)	± 20	–	60	–
		св. 10 до 100 (св. 7,1 до 71)	–	± 20		
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 50 (от 0 до 133)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	± 15	–	30	–
		св. 10 до 50 (св. 26,6 до 133)	–	± 15		
Водород (H ₂)	от 0 до 1000 (от 0 до 83)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 8,3 включ.)	± 15	–	20	–
		св. 100 до 1000 (св. 8,3 до 83)	–	± 15		
Оксид азота (NO)	от 0 до 50 (от 0 до 62)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 6,2 включ.)	± 20	–	60	–
		св. 5 до 50 (св. 6,2 до 62)	–	± 20		
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 (от 0 до 38)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 9,5 включ.)	± 20	–	60	–
		св. 5 до 20 (св. 9,5 до 38)	–	± 20		
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 5 (от 0 до 14)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2,8 включ.)	± 20	–	60	–
		св. 1 до 5 (св. 2,8 до 14)	–	± 20		

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Поддиапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 30 (от 0 до 45)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 4,5 включ.)	± 25	—	70	—
		св. 3 до 30 (св. 4,5 до 45)	—	± 25		
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 10 (от 0 до 11)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,1 включ.)	± 25	—	60	—
		св. 1 до 10 (св. 1,1 до 11)	—	± 25		
Фтористый водород (HF)	от 0 до 10 (от 0 до 8)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 0,8 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 1 до 10 (св. 0,8 до 8)	—	± 25		
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 10 (от 0 до 14)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	± 30	—	90	—
		св. 1 до 10 (св. 1,4 до 14)	—	± 30		
Метанол (CH ₃ OH или CH ₄ O)	от 0 до 20 (от 0 до 26)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 6,5 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 5 до 20 (св. 6,5 до 26)	—	± 25		
Этанол (C ₂ H ₅ OH или C ₂ H ₆ O)	от 0 до 2000 (от 0 до 3821)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 955,2 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 500 до 2000 (св. 955,2 до 3821)	—	± 25		
Фенол (C ₆ H ₅ OH или C ₆ H ₆ O)	от 0 до 10 (от 0 до 39)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,8 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 2 до 10 (св. 7,8 до 39)	—	± 25		
Метантиол (метилмеркаптан) (CH ₃ SH или CH ₄ S)	от 0 до 10 (от 0 до 20)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 1 до 10 (св. 2 до 20)	—	± 25		
Этантиол (этилмеркаптан) (C ₂ H ₅ SH или C ₂ H ₆ S)	от 0 до 10 (от 0 до 25)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2,5 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 1 до 10 (св. 2,5 до 25)	—	± 25		
Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 10 (от 0 до 13)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,3 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 1 до 10 (св. 1,3 до 13)	—	± 25		
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол)	от 0 до 50 (от 0 до 216)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 43,2 включ.)	± 25	—	90	—

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн^{-1} ($\text{мг}/\text{м}^3$)	Поддиапазон измерений, млн^{-1} ($\text{мг}/\text{м}^3$)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
(C_8H_8)		св. 10 до 50 (св. 43,2 до 216)	—	± 25		
Бензол (C_6H_6)	от 0 до 10 (от 0 до 32)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 16 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 5 до 10 (св. 16 до 32)	—	± 25		
Метилбензол (толуол) (C_7H_8)	от 0 до 100 (от 0 до 382)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 76,4 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 20 до 100 (св. 76,4 до 382)	—	± 25		
Углеводородные горючие газы и пары ($\text{C}_1 - \text{C}_{10}$) (по i- C_4H_8)	от 0 до 2000 (от 0 до 4660)	от 0 до 300 включ. (от 0 до 699 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 300 до 2000 (св. 699 до 4660)	—	± 25		
Пары бензина (по i- C_4H_8)	от 0 до 2000 (от 0 до 4660)	от 0 до 300 включ. (от 0 до 699 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 300 до 2000 (св. 699 до 4660)	—	± 25		
Пары керосина (по i- C_4H_8)	от 0 до 2000 (от 0 до 4660)	от 0 до 300 включ. (от 0 до 699 включ.)	± 25	—	90	—
		св. 300 до 2000 (св. 699 до 4660)	—	± 25		

Примечания:

1. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений с электрохимическими датчиками в единицах измерений:

млн^{-1} – $\text{мг}/\text{м}^3$.

2. Пересчет значений объемной доли X , млн^{-1} , в массовую концентрацию C , $\text{мг}/\text{м}^3$, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где: C – массовая концентрация компонента, $\text{мг}/\text{м}^3$; X – объемная доля компонента, млн^{-1} ; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем, равный $24,06 \text{ дм}^3/\text{моль}$, при условиях 20°C и $101,3 \text{ кПа}$ по ГОСТ 2939-63.

3. Единица измерения « млн^{-1} » на дисплее газоанализатора СТАРТ В1 отображается как «ppm».

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6, СТАРТ В1 с электрохимическими датчиками (ЭХД) в единицах измерения «% об. д.»

Определяемый компонент	Диапазон показаний, % об. д.	Диапазон измерений, % об. д.	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Время установления показаний, $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
Кислород (O_2)	от 0 до 30	от 5 до 30	± 3	15	10
Примечание – Единица измерения «% об» на дисплее газоанализатора СТАРТ В1 отображается как «% vol».					

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6 с инфракрасными датчиками (ИКД) в единицах измерения «% НКПР»

Определяемый компонент	Диапазон показаний, % НКПР	Диапазон измерений, % НКПР	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
Метан (CH_4)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	20	20
Метан (CH_4)	от 0 до 22	от 0 до 22	± 5	20	20
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	30	30
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 29	от 0 до 29	± 5	30	30
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по CH_4)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	20	20
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по C_3H_8)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	30	30
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по CH_4)	от 0 до 22	от 0 до 22	± 5	20	20
Углеводородные горючие газы и пары ($C_1 - C_{10}$) (по C_3H_8)	от 0 до 29	от 0 до 29	± 5	30	30
Пары бензина (по $i-C_4H_8$)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	20	–
Пары керосина	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	30	–

Определяемый компонент	Диапазон показаний, % НКПР	Диапазон измерений, % НКПР	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
(по $i\text{-C}_4\text{H}_8$)					
Пары дизельного топлива (по $i\text{-C}_4\text{H}_8$)	от 0 до 100	от 0 до 50	± 5	60	—
Примечания: 1. Значения «% НКПР» для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020. 2. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений по каналам с инфракрасными датчиками в единицах измерений: % НКПР – % объемной доли – мг/м^3 .					

Таблица 6 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6 с инфракрасными датчиками (ИКД) в единицах измерения «% об. д.»

Определяемый компонент	Диапазон измерений, % об. д.	Поддиапазон измерений, % об. д.	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % об. д.	Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5	от 0 до 2,5 включ.	± 0,1	40	—
		св. 2,5 до 5,0	± (0,1·X)		

Примечания:

1. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений объемной доли CO₂ по каналу с инфракрасными датчиками в единицах измерений:
% объемной доли – млн⁻¹ – мг/м³.

2. X – Содержание определяемого компонента в газовой смеси, %.

Таблица 7 – Метрологические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ А4, СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6 с фотоионизационными датчиками (ФИД) в единицах измерения «млн⁻¹» или «мг/м³»

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн^{-1} (мг/м^3)	Поддиапазон измерений, млн^{-1} (мг/м^3)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Изобутилен ($i\text{-C}_4\text{H}_8$)	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	—	15	10
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	± 15		

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Поддиапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 6000 (от 0 до 21700)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1800 включ.)	± 20	—	20	20
		св. 500 до 6000 (св. 1800 до 21700)	—	± 20		
Углеводородные горючие газы и пары (C ₁ -C ₁₀) (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	—	15	10
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	± 15		
Углеводородные горючие газы и пары (C ₁ -C ₁₀) (по C ₆ H ₁₄)	от 0 до 6000 (от 0 до 21700)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1800 включ.)	± 20	—	20	20
		св. 500 до 6000 (св. 1800 до 21700)	—	± 20		
Пары бензина (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	—	15	—
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	± 15		
Пары керосина (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	—	15	—
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	± 15		
Пары дизельного топлива (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	± 15	—	20	—
		св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	± 15		
Формальдегид CH ₂ O	от 0 до 10 (от 0 до 12,6)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	± 20	—	30	—
		св. 0,4 до 10 (св. 0,5 до 12,6)	—	± 20		
Фенол (C ₆ H ₅ OH или C ₆ H ₆ O)	от 0 до 10 (от 0 до 39,5)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,8 включ.)	± 20	—	30	—
		св. 2 до 10 (св. 7,8 до 39,5)	—	± 20		

Определяемый компонент	Диапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Поддиапазон измерений, млн ⁻¹ (мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более	Время срабатывания сигнализации, с, не более
			приведенной	относительной		
Примечания: 1. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений с фотоионизационными датчиками в единицах измерений: млн ⁻¹ – мг/м ³ . 2. Пересчет значений объемной доли X, млн ⁻¹ , в массовую концентрацию C, мг/м ³ , проводят по формуле: C=X·M/Vm, где: C – массовая концентрация компонента, мг/м ³ ; X – объемная доля компонента, млн ⁻¹ ; M – молярная масса компонента, г/моль; Vm – молярный объем, равный 24,06 дм ³ /моль, при условиях 20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 2939-63.						

Таблица 8 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры окружающей среды от -45 °С до +15 °С и от +25 °С до +50 °С в пределах рабочих условий эксплуатации на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности.	± 1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения относительной влажности от 5 % до 30 % и от 80 % до 95 % в пределах рабочих условий эксплуатации на каждые 5 %, в долях от пределов допускаемой основной погрешности.	± 0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения атмосферного давления от 70 кПа до 84 кПа и от 106 кПа до 130 кПа в пределах рабочих условий на каждые 4 кПа, в долях от пределов допускаемой основной погрешности.	± 0,3

Таблица 9 – Основные технические характеристики газоанализаторов СТАРТ А1, СТАРТ Б1, СТАРТ В1

Наименование характеристики	Значение		
	СТАРТ А1	СТАРТ Б1	СТАРТ В1
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - потребляемая мощность, В·А, не более	3,7 0,1	3,7 0,1	3,6 0,1
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более	110×60×29	109×61×30	91×53×32
Масса, кг, не более	0,150	0,185	0,120
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130

Наименование характеристики	Значение		
	СТАРТ А1	СТАРТ Б1	СТАРТ В1
Маркировка взрывозащиты	0Ex da ia IIC T4 Ga X 0Ex ia IIC T4 Ga X	0Ex da ia IIC T4 Ga X PO Ex da ia I Ma X 0Ex ia IIC T4 Ga X PO Ex ia I Ma X	0Ex ia IIC T4 Ga X
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254- 2015	IP65	IP68	IP68

Таблица 10 – Основные технические характеристики газоанализаторов СТАРТ А4, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6

Наименование характеристики	Значение			
	СТАРТ А4	СТАРТ Б4	СТАРТ Б4Н	СТАРТ Б6
Параметры электрического питания: - напряжение питания, В - потребляемая мощность, В·А, не более	3,7 0,1	3,7 0,1	3,7 0,1	3,7 0,1
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более	139×68×32	136×72×32	186×86×42	170×90×40
Масса, кг, не более	0,215	0,300	0,475	0,550
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130	от -45 до +50 от 5 до 95 от 70 до 130
Маркировка взрывозащиты	0Ex da ia IIC T4 Ga X 0Ex ia IIC T4 Ga X	0Ex da ia IIC T4 Ga X PO Ex da ia I Ma X	0Ex da ia IIC T4 Ga X PO Ex da ia I Ma X	0Ex da ia IIC T4 Ga X PO Ex da ia I Ma X
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254- 2015	IP65	IP68	IP66	IP68

Таблица 11 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	30000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку методом лазерной гравировки и титульный лист Руководства по эксплуатации и паспорта газоанализатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Газоанализатор портативный СТАРТ	–	1
Руководство по эксплуатации	РЭ	1
Паспорт	ПС	1
Методика поверки	–	1*
Сертификат соответствия	–	1*
Сертификат об утверждении типа средств измерений	–	1*
Зарядное устройство (кроме СТАРТ В1)	–	1
Насадка для подачи ГС, поверки, подключения внешнего насоса для отбора проб	–	1
Кабель для подключения к ПК (для СТАРТ Б1, СТАРТ Б4, СТАРТ Б4Н, СТАРТ Б6)	–	1
* Один экземпляр на партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Назначение газоанализаторов» документов:

- СА1-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ А1. Руководство по эксплуатации»;
- СА4-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ А4. Руководство по эксплуатации»;
- СБ1-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ Б1. Руководство по эксплуатации»;
- СБ4-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ Б4. Руководство по эксплуатации»;
- СБ4Н-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ Б4Н. Руководство по эксплуатации»;
- СБ6-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ Б6. Руководство по эксплуатации»;
- СВ1-001-РЭ «Газоанализаторы портативные СТАРТ В1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации № 1847 от 16 ноября 2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.п. 3.1.3, 4.43)

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»

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

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»

ТУ 26.51.53-001-54593031-2023 «Газоанализаторы портативные СТАРТ. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛИГА ГРУПП» (ООО «ЛИГА ГРУПП»)
ИНН 9721172612

Юридический адрес: 109462, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Кузьминки,
б-р Волжский, д. 51, стр. 2, помещ. 130

Телефон: +7 495 285 03 53

E-mail: info@l-grupp.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛИГА ГРУПП» (ООО «ЛИГА ГРУПП»)
ИНН 9721172612

Юридический адрес: 109462, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Кузьминки,
б-р Волжский, д. 51, стр. 2, помещ. 130

Адрес места осуществления деятельности: 140008, Московская обл., г. Люберцы,
ул. 3-е почтовое отделение, д. 65

Телефон: +7 (495) 285 03 53

E-mail: info@l-grupp.ru

Испытательный центр

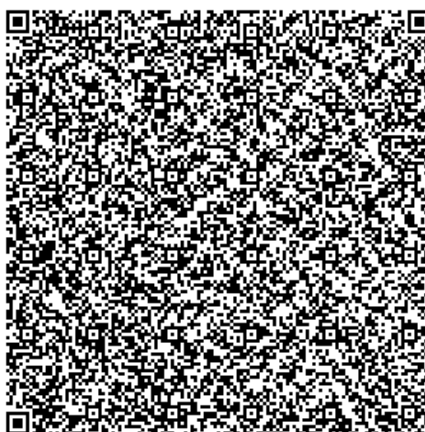
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ пр-кт
Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164



Регистрационный № 97035-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные KTLD

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные KTLD (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей с проводимостью более 5 мкСм/см.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомера основан на законе электромагнитной индукции. При движении проводящей электрический ток жидкости в магнитном поле, создаваемом датчиком расхода, в ней наводится ЭДС индукции с амплитудой, прямо пропорциональной скорости движения жидкости. Значение ЭДС снимается с электродов датчика расхода и передается в электронный преобразователь сигналов, где происходит его преобразование в значение объемного расхода (объема) и формирование различных выходных сигналов.

Расходомеры состоят из датчика расхода (далее - датчик) и электронного преобразователя (далее - ЭП), которые могут быть жестко механически связаны (компактное исполнение) или разнесены на некоторое расстояние и соединены сигнальным кабелем (раздельное исполнение).

Датчик состоит из участка трубопровода или штанги из немагнитного материала, покрытых неэлектропроводящим материалом и двух электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном как направлению движения жидкости, так и направлению силовых линий магнитного поля. Для формирования магнитного поля, поверх измерительной трубы или внутри штанги размещена обмотка возбуждения.

ЭП обеспечивает питание цепи возбуждения магнитного поля расходомера, а также преобразует сигналы от электродов датчика в частотные, импульсные, релейные и цифровые выходные сигналы.

В зависимости от конструкции расходомера сенсоры выпускаются в следующих исполнениях:

- проточное фланцевое KTLD, с присоединением Tri-clamp KTLD/T, бесфланцевое KTLD/W;
- с питанием расходомера от батареи KTLD/D;
- погружное KTLD/C;
- для измерения расхода в частично заполненных трубопроводах KTLD/F;
- мини KTLD/M.
- для измерения расхода пульпы QTLD/J;
- с внутренним сужением QTLD/R для измерения расхода малых потоков.

ЭП имеет встроенный дисплей с клавиатурой, а также может быть оснащен цифровым интерфейсом связи для проведения настройки расходомера.

Для отдельного исполнения длина кабеля составляет от 10 (стандартно) до 100 метров.
Внешний вид расходомеров в различных исполнениях приведен на рисунке 1.

Внешний вид ЭП в различных исполнениях расходомера приведен на рисунке 2.

Серийный номер расходомера в цифровом формате наносится при помощи лазерной гравировки на маркировочных табличках, как показано на рисунке 3. Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.



KTLD



KTLD/T



KTLD/W



KTLD/C



KTLD/D



KTLD/F



KTLD/M



KTLD/J



KTLD/R

Рисунок 1 – Общий вид расходомеров электромагнитных в различных исполнениях



Компактное Раздельное



KTLD/J



KTLD/F



KTLD/D

Рисунок 2 – Внешний вид ЭП в различных исполнениях расходомера

Место нанесения серийного номера



а) маркировочная табличка ЭП



б) знак утверждения типа

Рисунок 3 - Внешний вид маркировочных табличек:
а) маркировочная табличка ЭП; б) знак утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. Метрологически значимая часть ПО обеспечивает обработку измерительной информации расходомеров, осуществляет расчет объемного расхода (объема) жидкости. Метрологически незначимой части ПО обеспечивает отображение измерительной информации на жидкокристаллическом дисплее, преобразование измеренных значений в нормированный частотно-импульсный, цифровой или аналоговый сигналы.

Калибровочные коэффициенты, параметры настроек, хранятся в энергонезависимой памяти и не могут быть изменены без кода доступа.

Идентификационные данные ПО расходомеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Mag
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.x или 8.x
Примечание - «x» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Исполнение	KTLD	KTLD/T	KTLD/W	KTLD/D
Диапазон измерения объемного расхода, м ³ /ч	от 0,003 до 86500,0	от 0,064 до 1350,0	от 0,177 до 1350,0	от 0,028 до 86500,0
Динамический диапазон	1:100			

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение	
Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода, объема, δ_v , %: - при скорости потока $0,5 \leq v \leq 12$ м/с - при скорости потока $v < 0,5$ м/с	$\pm 0,5$; $\pm 0,2^{1)}$ $3 + 0,1/v^{2)}$	$\pm 0,5$; $\pm 0,2^{1)}$ -
Пределы дополнительной допускаемой относительной погрешности преобразования измеренного значения в токовый выходной сигнал, %	$\pm 0,1$	

1) При специальной калибровке в динамическом диапазоне 1:10

2) v – скорость потока, м/с, рассчитывается по формуле:

$$v = Q / (0,0009 \cdot \pi \cdot (DN)^2)$$

где: Q – текущий расход, м³/ч;
 DN – номинальный диаметр, мм;
 $\pi = 3,14$.

Продолжение Таблицы 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Исполнение	KTLD/C	KTLD/F	KTLD/M	KTLD/J	KTLD/R
Диапазон измерения объемного расхода, м ³ /ч	от 2,83 до 305000,0	от 11,3 до 86500,0	от 0,003 до 7,6	от 0,003 до 86500,0	от 0,707 до 3050,0
Динамический диапазон	1:100				
Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода, объема, δ_v , %: - при скорости потока $0,5 \leq v \leq 12$ м/с - при скорости потока $v < 0,5$ м/с	$\pm 1,5$ -	$\pm 2,5$ -	$\pm 0,5$ $3 + 0,1/v^{2)}$		$\pm 0,5$; $\pm 0,2^{1)}$ $3 + 0,1/v^{2)}$

Продолжение Таблицы 2 - Метрологические характеристики

Пределы допускаемые характеристики		Значение				
Наименование характеристики		KTLD/C	KTLD/F	KTLD/M	KTLD/J	KTLD/R
Исполнение						
Пределы дополнительной допускаемой относительной погрешности преобразования измеренного значения в токовый выходной сигнал, %		±0,1				
1) При специальной калибровке в динамическом диапазоне 1:10 2) v – скорость потока, м/с, рассчитывается по формуле: $v = Q / (0,0009 \cdot \pi \cdot (DN)^2)$ где: Q – текущий расход, м³/ч; DN – номинальный диаметр, мм; $\pi = 3,14$.						

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Исполнение	KTLD	KTLD/T	KTLD/W	KTLD/D
Номинальный диаметр, DN	от 3 до 1600	от 15 до 200	от 25 до 200	от 10 до 1600
Диапазон температуры рабочей среды, °C: - компактное исполнение - раздельное исполнение	от -20 до +80 от -20 до +120			
Максимальное давление измеряемой среды, МПа	42	1,6		4

Таблица 4 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Исполнение	KTLD/C	KTLD/F	KTLD/M	KTLD/J	KTLD/R
Номинальный диаметр, DN	от 100 до 3000	от 200 до 1600	от 3 до 15	от 3 до 1600	от 50 до 300
Диапазон температуры рабочей среды, °C: - компактное исполнение - раздельное исполнение	от -20 до +80 от -20 до +80	от -20 до +120	от -10 до +60	от -20 до +80 от -20 до +120	
Максимальное давление измеряемой среды, МПа	1,6	10	1,6	16	4

Таблица 5 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды ¹⁾ , °C - относительная влажность воздуха, при 35 °C, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +60 95 от 84,0 до 106,7
Напряжение питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В	от 20 до 36 (от 9 до 36) ²⁾ от 85 до 250 (50/60Гц)
Потребляемая мощность, Вт, не более	20
Выходной сигнал: - аналоговый, мА - частотно-импульсный, Гц - сигнал тревоги, В - цифровой	от 4 до 20 от 0 до 5000 36 HART, Modbus (RS485)
Габаритные размеры расходомеров (без учёта длины зонда), не более, мм -длина -ширина -высота	1200 1405 1600
¹⁾ Возможен более широкий температурный диапазон, определяемый рабочим диапазоном обогреваемого термочехла. ²⁾ От источника солнечной энергии.	

Таблица 6 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	10000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографическим способом, на корпус датчика при помощи наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	-	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации «Расходомеры электромагнитные KTLД»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356

ТУ 26.51.51-002-50708750-2025 Расходомеры электромагнитные KTLD. Технические условия

Правообладатель

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

ИНН 9723120793

Юридический адрес: 115193, г. Москва, 5-я Кожуховская ул., д. 9, пом. VII, ком. 5, оф. 89

Телефон: +7 (495) 161-62-57

E-mail: info@kipstor.tech

Изготовитель:

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

ИНН 9723120793

Юридический адрес: 115193, г. Москва, 5-я Кожуховская ул., д. 9, пом. VII, ком. 5, оф. 89

Телефон: +7 (495) 161-62-57

E-mail: info@kipstor.tech

Адрес осуществления деятельности: «Q&T INSTRUMENT CO., LTD», Китай

475000, No.191 Wangbai Road, Huanglong Industry Park, Xiangfu District, Kaifeng City; Henan Province, China

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

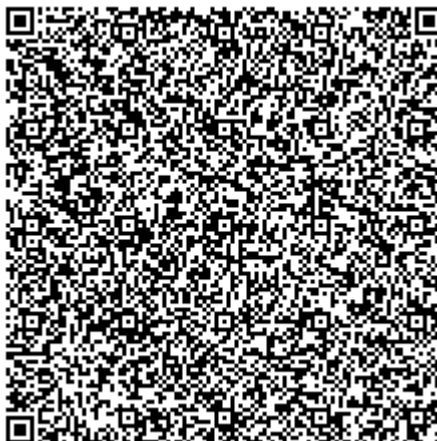
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13



Регистрационный № 97036-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Мухановская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Мухановская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

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

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Мухановская с заводским номером 1.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01, (регистрационный номер 24604-12);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-03 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 1 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 15 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 80 % включ. - св. 80 % до 90 % включ.	±1,2 ±1,4 ±2,2 ±4,5 ±10,0 ±20,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 и ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ.	±3,0 ±3,5 ±33,5 ±62,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +5 до +35
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,4 до 3,0

Продолжение таблицы 4

1	2
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 840,9 до 862
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	15
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	90
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	8,3
Плотность растворенного газа в нефтегазовой смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,0 до 1,3
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси УПСВ Мухановская, зав. № 1	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси УПСВ Мухановская. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

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

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

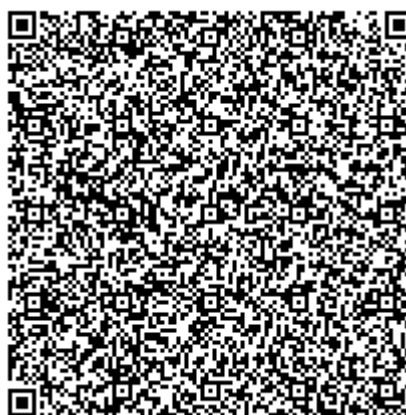
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97037-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики солнечной радиации ДСР-01

Назначение средства измерений

Датчики солнечной радиации ДСР-01 (далее – датчики ДСР-01) предназначены для измерений суммарной, рассеянной, отраженной солнечной радиации, создаваемой солнечным или искусственным излучением.

Описание средства измерений

Датчики ДСР-01 состоят из устойчивого к солнечному излучению поликарбонатного корпуса с герметичным кабельным вводом, сферического фторопластового рассеивателя и схемы преобразования на кремниевом фотодиоде, чувствительных к части солнечного спектра в диапазоне длин волн от 280 до 1100 нм.

Датчик ДСР-01 имеет функцию расчета ультрафиолетовой солнечной радиации в спектре от 280 до 400 нм от измеренной суммарной, рассеянной, отраженной солнечной радиации.

Принцип действия датчиков ДСР-01 основан на преобразовании кремниевым светочувствительным элементом суммарной, рассеянной, отраженной солнечной радиации, создаваемой солнечным или искусственным излучением, в электрический сигнал в аналоговой форме с последующим преобразованием в цифровой формат.

Общий вид датчика ДСР-01 приведен на рисунке 1.

Серийный номер, в виде цифрового обозначения, состоящий из десяти арабских цифр, наносится методом цифровой печати на этикетку, расположенную на кабеле датчика ДСР-01.

Нанесение знака поверки на датчики ДСР-01 не предусмотрено.

Пломбирование не предусмотрено.

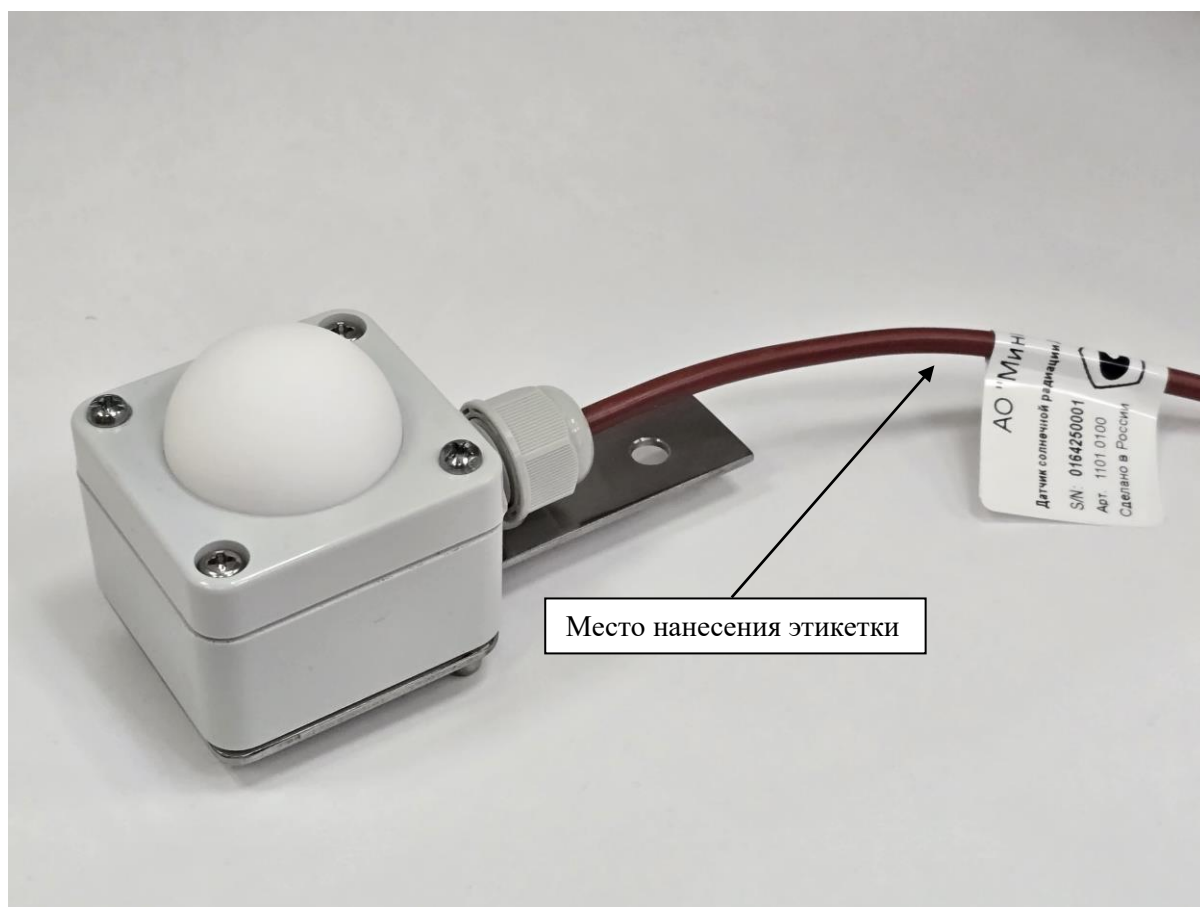


Рисунок 1 – Общий вид датчиков ДСП-01

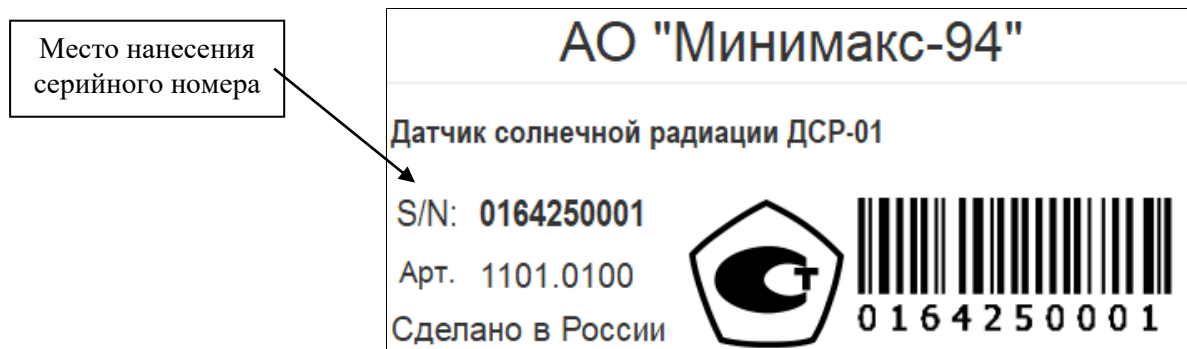


Рисунок 2 – Этикетка с указанием места нанесения знака утверждения типа и серийного номера

Программное обеспечение

Датчики ДСП-01 имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО) «DSR-01», которое обеспечивает работу, передачу измерений, проверку состояния и настройку датчика ДСП-01.

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

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DSR-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.х.х ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	–
¹⁾ «х» – метрологически незначимая часть ПО, может принимать значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений суммарной, рассеянной, отраженной солнечной радиации, кВт/м ²	от 0,01 до 1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений суммарной, рассеянной, отраженной солнечной радиации, %	±10

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 9 до 30
Потребляемый ток, мА, не более	50
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,7
Интерфейс связи	RS-485
Спектральный диапазон, нм	от 280 до 1100
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP65
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	85×50×50
Масса, кг, не более	0,200
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, гПа	от -60 до +60 100 от 500 до 1100

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится методом цифровой печати на этикетку, расположенную на кабеле датчика ДСР-01, и на титульный лист Руководства по эксплуатации МРАШ.416152.001 РЭ и паспорта МРАШ.416152.001 ПС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность датчика ДСР-01

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик солнечной радиации	ДСР-01	1 шт.
Паспорт	МРАШ.416152.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации*	МРАШ.416152.001 РЭ	1 экз.
* Руководство по эксплуатации может поставляться в электронном виде		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены документе МРАШ.416152.001 РЭ «Датчики солнечной радиации ДСР-01. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений радиометрических величин некогерентного оптического излучения в ультрафиолетовой, видимой и инфракрасной области спектра, утверждённая приказом Росстандарта № 2414 от 21.11.2023 г.

МРАШ.416152.001 ТУ «Датчики солнечной радиации ДСР-01. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Юридический адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: 8 (495) 640-74-25

Web-сайт: www.mm94.ru

E-mail: info@mm94.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: 8 (495) 640-74-25

Web-сайт: www.mm94.ru

E-mail: info@mm94.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

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

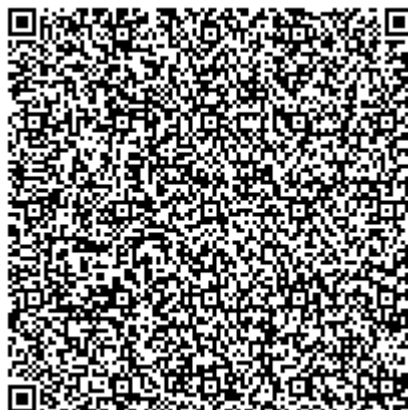
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314555



Регистрационный № 97038-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-5000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-5000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объёма нефтепродуктов, а также для их приёма, хранения и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктами до определённого уровня, соответствующего заданному значению объёма.

Резервуары представляют собой стальную вертикальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача нефтепродукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуары с заводскими номерами 8 и 9 расположены по адресу: НС «Нагорная», Московская область, Пушкинский район, д. Жуковка.

Заводские номера в виде цифрового кода нанесены методом аэрографии непосредственно на резервуары.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.

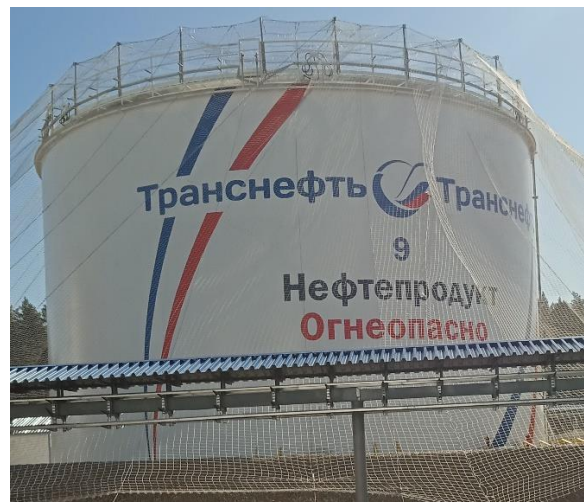


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,1

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-5000	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40085 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

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 объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Юридический адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Адрес: 603006, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Телефон: (831) 438-22-00

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

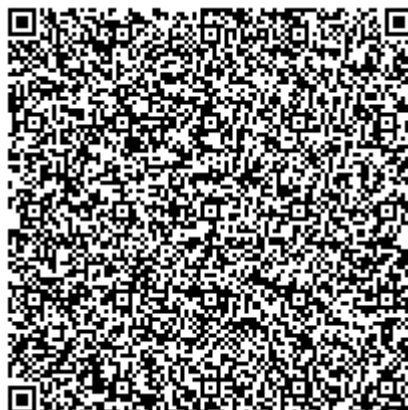
ИНН: 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



Регистрационный № 97039-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВСП-3000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВСП-3000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объёма нефти или нефтепродуктов при приёме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

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

Резервуар представляет собой стальную вертикальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, понтона и крыши.

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача нефти или нефтепродукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуар с заводским номером 2 расположен по адресу: 352680, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Хадыженск, ул. Задорожная, 1А.

Заводской номер нанесен методом аэрографии непосредственно на резервуар.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40082 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

ФР.1.29.2021.40085 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

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 объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Тел.: +7 (8617) 729-222

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

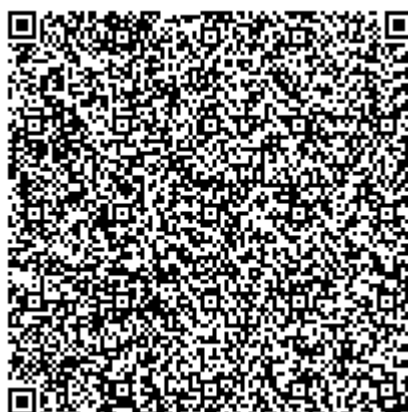
ИНН: 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



Регистрационный № 97040-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар железобетонный вертикальный ЖБР-10000

Назначение средства измерений

Резервуар железобетонный вертикальный ЖБР-10000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объёма нефти или нефтепродуктов, а также для их приёма, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуар представляет собой конструкцию, состоящую из сборной стенки, монолитного днища и кровли.

Стеновые панели сборные железобетонные. В центральной части резервуара выставлены колонны, на которые опираются ребристые плиты.

Заполнение и выдача нефти или нефтепродукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства, расположенные в верхней части резервуара.

Резервуар с заводским номером 8 расположен по адресу: 352800, Российская Федерация, Краснодарский край, Туапсинский р-н, с. Заречье, Промзона.

Заводской номер нанесен типографским способом в виде цифрового кода на маркировочную табличку, расположенную на площадке резервуара.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Общий вид маркировочной таблички с указанием заводского номера резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички

Общий эскиза резервуара представлен на рисунке 2.

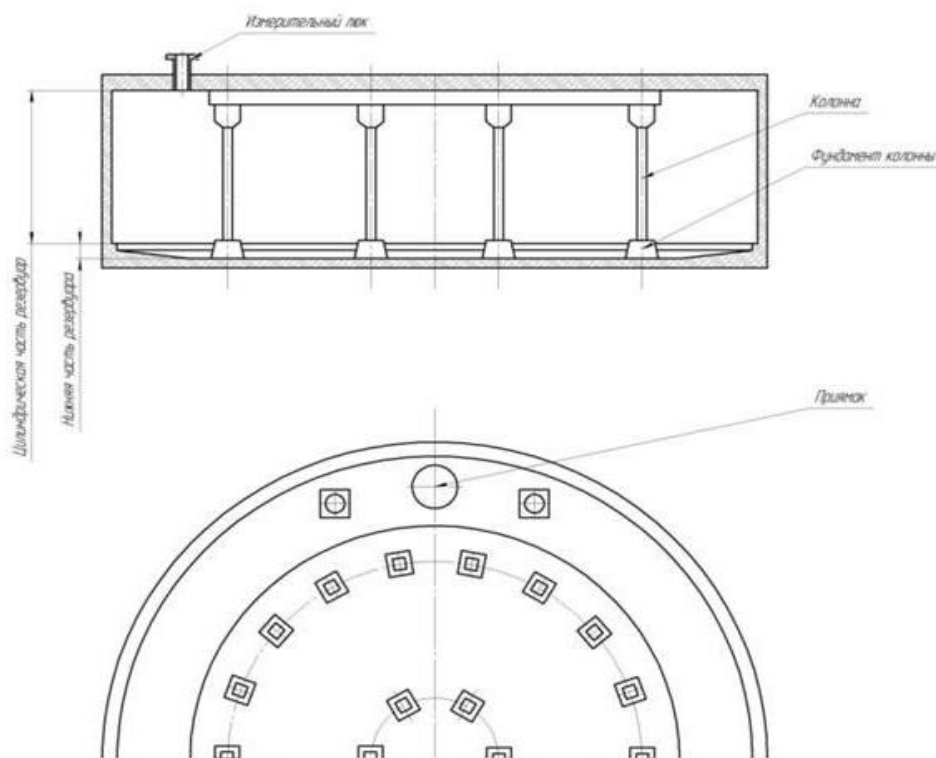


Рисунок 2 – Общий вид эскиза резервуара ЖБР-10000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	± 0,2

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от -25 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар железобетонный вертикальный	ЖБР-10000	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40082 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

ФР.1.29.2021.40085 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

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 «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН: 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Тел.: +7 (8617) 729-222

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

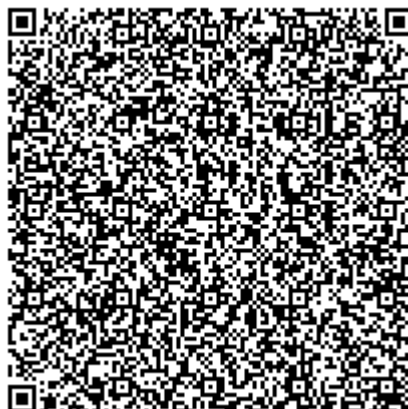
ИНН: 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



Регистрационный № 97041-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны СЕСПЕЛЬ SF4B

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны СЕСПЕЛЬ SF4B (далее – ППЦ) предназначены для измерения объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении их нефтепродуктом до уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

ППЦ состоят из стальной сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении круглую форму, установленной на шасси. Для гашения гидравлических ударов во время движения ППЦ оснащены волнорезами.

К верхней части обечайки корпуса ППЦ приварена заливная горловина круглой формы с установленным указателем уровня налива. ППЦ являются транспортными мерами полной вместимости.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- Заливную горловину;
- Указатель уровня;
- Дыхательный клапан с огнепреградителем;
- Съёмная крышка горловины;
- Шаровый кран;
- Напорно-всасывающие рукава;
- Клапан донный;
- Задвижка трубопровода.

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеются надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения скорости и знаки обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Общий вид полуприцепов-цистерн СЕСПЕЛЬ SF4B №№ X8ASF4B32N0001916, X8ASF4B32N0001851, X8ASF4B32N0001850 представлен на рисунках 1-2



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепов-цистерн СЕСПЕЛЬ SF4B



Рисунок 2 – Общий вид полуприцепов-цистерн СЕСПЕЛЬ SF4B

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлена на рисунке 3:

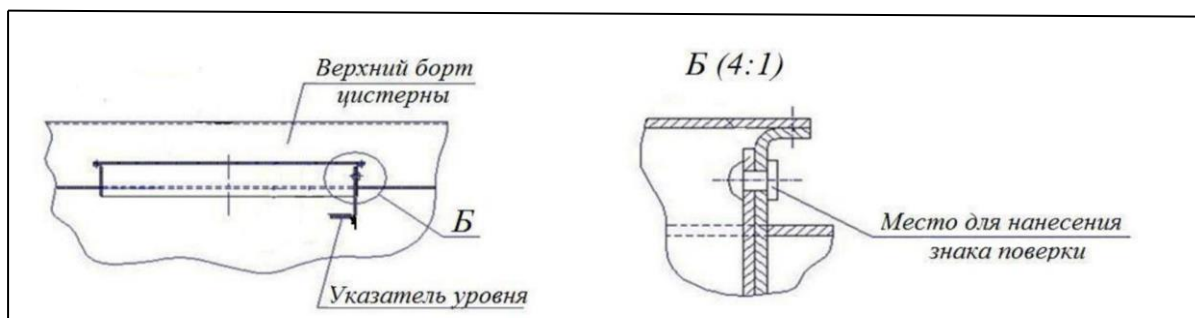


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и заклепку, крепящую указатель уровня налива в виде оттиска поверительного клейма.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку ударным способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации ППЦ. Маркировочные таблички установлены на передней части рамы ППЦ.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	31900
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Снаряженная масса, кг, не более	8750
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от - 40 до + 50

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

№ п/п	Наименование	Обозначение	Количество
1	Полуприцеп-цистерна	СЕСПЕЛЬ SF4B	1 шт.
2	Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в Паспорте «Полуприцеп-цистерна СЕСПЕЛЬ SF4B», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерения

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

Правообладатель

Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель"
(ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель")

Юридический адрес: 428021, Чувашская Республика, г. Чебоксары, Ленинградская ул., д.36

ИНН: 2126002786

Изготовитель

Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель"
(ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель")

Адрес: 428021, Чувашская Республика, г. Чебоксары, Ленинградская ул., д.36
ИНН: 2126002786

Испытательный центр

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

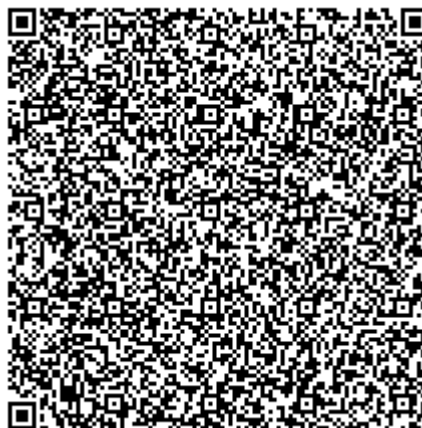
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Место нахождения: 420043, РТ, г. Казань, ул. Вишневского, д.26а, кабинет №19

Телефон/факс: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы IR500

Назначение средства измерений

Газоанализаторы IR500 (далее – газоанализаторы) предназначены для непрерывного измерения содержания горючих газов в окружающем воздухе.

Описание средства измерений

Газоанализаторы являются автоматическими стационарными средствами измерений непрерывного действия, применяющимися для обнаружения утечки горючих газов.

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих от газочувствительных измерительных преобразователей (сенсоров), в аналоговую или цифровую форму с последующей обработкой встроенным микропроцессором и выводом результатов измерений на цифровой индикатор газоанализатора и (или) передачу их внешнему компьютеру и другим контрольно-приемным и (или) регистрирующим устройствам, и (или) исполнительным механизмам.

Газоанализаторы выпускаются в трех модификациях: IR500L-R, IR500M-R, IR500S-R, которые отличаются техническими характеристиками.

Для считывания показаний газоанализаторы имеют жидкокристаллический дисплей высокой четкости.

Газоанализаторы комплектуются высоконадежными инфракрасными сенсорами, которые имеют длительный срок службы, быстрый отклик, высокую точность.

Метод отбора пробы - диффузионный.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение и отображение содержания определяемого компонента в окружающей среде;
- выдача измерительной информации посредством унифицированного токового сигнала от 4 до 20 мА (опционально HART протокол) и/или интерфейсного выхода RS-485;
- сигнализация о превышении заданных пороговых значений содержания определяемого компонента;
- самодиагностика.

Газоанализаторы выпускаются в корпусе из нержавеющей стали SS316 и алюминиевого сплава ADC12.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунках 1-3.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено.

Газоанализаторы имеют серийные номера, которые в виде цифрового обозначения наносятся методом фотохимпечати на идентификационную табличку (рисунок 4), закрепленную на верхней или боковой частях корпуса газоанализатора.

Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов IR500 модификации IR500L-R



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов IR500 модификации IR500M-R



Рисунок 3 – Общий вид газоанализаторов IR500 модификации IR500S-R

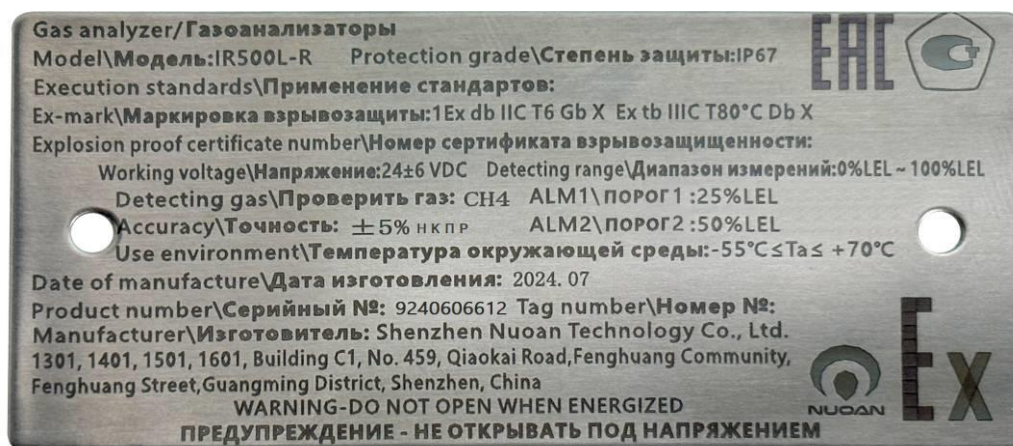


Рисунок 4 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО).

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

ПО производит непрерывную цифровую индикацию содержания определяемого компонента в анализируемой среде и подаёт световую и звуковую сигнализации при достижении содержания определяемого компонента порогов срабатывания.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V1.XX ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	-
¹⁾ «XX» может принимать любое значение из диапазона от 00 до 99	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Определяемый компонент	Диапазон измерений содержания определяемого компонента	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР	±5 % НКПР
Пропан (C ₃ H ₈)		
Бутан (C ₄ H ₁₀)		
Пентан (C ₅ H ₁₂)		
Гексан (C ₆ H ₁₄)		
Этилен (C ₂ H ₄)		
Гептан (C ₇ H ₁₆)		
Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)		

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний (T_{09}), с, не более	30

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	30
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 18 до 30
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более: - в режиме нормального мониторинга - в режиме обогрева	3 8
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более: IR500L-R IR500M-R IR500S-R	308×126×118 250×126×118 205×126×118
Масса, кг, не более: IR500L-R: - алюминиевый сплав - нержавеющая сталь IR500M-R: - алюминиевый сплав - нержавеющая сталь IR500S-R: - алюминиевый сплав - нержавеющая сталь	2,2 6,2 1,6 3,6 1,65 3,4
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -55 до +70 99 от 80 до 110
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T6 Gb X Ex tb IIC T80°C Db X
Степень защиты оболочки от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015: - IR500L-R, IR500M-R - IR500S-R	IP67 IP66

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87500
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом, а также на идентификационную табличку методом фотохимпечати.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	IR500L-R/ IR500M-R/ IR500S-R	1 шт.
Пульт ДУ	-	1 шт.
Комплект принадлежностей ¹⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ Комплект поставки формируется в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 11 «Методы работы» документов «Газоанализаторы IR500L-R. Руководство по эксплуатации», «Газоанализаторы IR500M-R. Руководство по эксплуатации», «Газоанализаторы IR500S-R. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;

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

ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия»;

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

Стандарт предприятия Q/SNE 002R-2024.

Правообладатель

Shenzhen Nuoan Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: 1301, 1401, 1501, 1601, Building C1, No. 459, Qiaokai Road, Fenghuang Community, Fenghuang Street, Guangming District, Shenzhen, China

Изготовитель

Shenzhen Nuoan Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: 1301, 1401, 1501, 1601, Building C1, No. 459, Qiaokai Road, Fenghuang Community, Fenghuang Street, Guangming District, Shenzhen, China

Испытательный центр

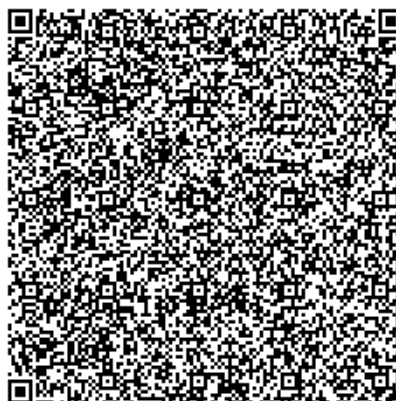
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Проспект
Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164



Регистрационный № 97043-25

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (АО «АНХК») 2025

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Энерго» (АО «АНХК») 2025 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «АНХК» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер ООО «БЭК» с ПО «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1 – 52 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных передается на сервер АО «АНХК», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для ИК №№ 53 – 73 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных передается на сервер ООО «БЭК», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача на сервер АО «АНХК» в виде xml-файлов установленных форматов.

При выходе из строя или снятии для проведения поверки УСПД возможна передача данных, при помощи технических средств приема-передачи, с выходов счетчиков напрямую на сервер ООО «БЭК».

При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках или УСПД, на сервере ООО «БЭК» и сервере АО «АНХК» данное вычисление не осуществляется.

Дополнительно сервер АО «АНХК» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

От сервера АО «АНХК» информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы серверов и УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера АО «АНХК» с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера АО «АНХК» производится при расхождении показаний часов сервера АО «АНХК» с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера ООО «БЭК» с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ООО «БЭК» производится при расхождении показаний часов сервера ООО «БЭК» с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера ООО «БЭК» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера ООО «БЭК» на величину более ± 2 с.

Для ИК №№ 1 – 52 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера АО «АНХК» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки.

Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера АО «АНХК» на величину более ± 2 с.

Для ИК №№ 53 – 73 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «РН-Энерго» (АО «АНХК») 2025 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера АО «АНХК», типографским способом. Дополнительно заводской номер 003 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер / УСВ	Вид электроэн- ергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы допускаемой основной относительно й погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительно й погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ ЦРП-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - ЦРП-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 23256-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивна я	2,3	4,7
2	ПС 110 кВ УП-8, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ УП-15 - УП-8 с отпайкой на ЦРП-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 23256-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивна я	2,3	4,7
3	ПС 110 кВ ЦРП-2, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ УП-15 - УП-8 с отпайкой на ЦРП-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 23256-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивна я	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 16	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК»	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
5	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 15	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
6	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
7	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
8	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 24	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
9	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 27	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 10	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,7
11	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 9	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 5000/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,7
12	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 3972-03 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 3972-03 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная Реактивна я	1,1 2,3	3,0 4,6
14	ПС 110 кВ УП-8, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 - УП-8	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 23256-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная Реактивна я	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 5.2, КЛ-6 кВ ф. 5.2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК»	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
16	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 4.1, КЛ-6 кВ ф. 4.1	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
17	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 4.2, КЛ-6 кВ ф. 4.2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
18	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 32.2, КЛ-6 кВ ф. 32.2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
19	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 34.1, КЛ-6 кВ ф. 34.1	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
20	ПС 110 кВ УП-11, ЗРУ-6 кВ, яч. 34.3, КЛ-6 кВ ф. 34.3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 30.4, КЛ-6 кВ ф. 30.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,7
22	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 19.3, КЛ-6 кВ ф. 19.3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,7
23	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 2.4, КЛ-6 кВ ф. 2.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная я	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 7.2, КЛ-6 кВ ф. 7.2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
25	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 8.3, КЛ-6 кВ ф. 8.3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
26	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 13.5, КЛ-6 кВ ф. 13.5	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 14.4, КЛ-6 кВ ф. 14.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
28	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 20.4, КЛ-6 кВ ф. 20.4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
29	ПС 110 кВ УП-10, ЗРУ-6 кВ, яч. 20.3, КЛ-6 кВ ф. 20.3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ-6 кВ, яч. 30, КЛ-6 кВ ф. 30	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
31	ТП-10 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
32	ТП-24 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. 11	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 70109-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
33	ПС 110 кВ УП-10, ЩСН-0,4 кВ, пан. 7, КЛ-0,4 кВ ф. 26	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	0,9	2,9
							Реактивная	1,9	4,5
34	ВРУ-0,4 кВ об. 801, пан. 3, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	0,9	2,9
							Реактивная	1,9	4,5
35	РУ-0,4 кВ УООСВиВ, Ц. 52/152	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20			Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	РУ-0,4 кВ УООСВиВ, Ц. 53/83	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,0	5,6
37	ТП-1413Б 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1ШР 0,4 кВ об.1411, Р-1, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20			Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,0	5,6
38	ТП 6 кВ 3А/23, РУ- 0,4 кВ, ЩСУ 2 0,4 кВ, пан.4, КЛ-0,4 кВ ООО Байкальская энергетическая компания	—	—	CE208 S7.846.2.OA.QY UVFLZ SpDs Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 55454-13			Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,0	5,6
39	ТП 6 кВ 1, РУ-6 кВ, яч. 1, Ввод 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.06Т.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	—		Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,5
40	ПС 110 кВ ЦРП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 39, КЛ-6 кВ ф. 39	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
41	ПС 110 кВ ЦРП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ ф. 19	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	ПС 35 кВ ЦРП-4, ЗРУ-6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ ф. 20	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	—	Сервер АО «АНХК»	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
43	ПС 35 кВ ЦРП-4, ЗРУ-6 кВ, яч. 30, КЛ-6 кВ ф. 30	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 150/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИ-6 УЗ Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
44	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 20.2, КЛ-6 кВ ф. 20.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
45	ПС 110 кВ УП-12, ЗРУ-6 кВ, яч. 2.2, КЛ-6 кВ ф. 2.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 66629-17 Фазы: А; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
46	ПС 6 кВ УП-14, РУ-6 кВ, СШ Б 6 кВ, яч. 25, КЛ 6 кВ АО ФНПЦ Алтай	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,5
47	ПС 6 кВ УП-14, РУ-6 кВ, СШ А 6 кВ, яч. 1, КЛ 6 кВ АО ФНПЦ Алтай	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,3	3,2
							Реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
48	РУ 0,4 кВ Н.ст-13, Ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-04 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21	—	Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,1	5,4
49	РУ 0,4 кВ Н.ст-13, Ввод 2 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,1	5,4
50	РУ 0,4 кВ Насосная АО АНХК, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 28139-04 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.06Т.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 82640-21			Активная	1,0	3,1
							Реактивная	2,1	5,4
51	ПС 110 кВ ЦРП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
52	ПС 110 кВ ЦРП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 23	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ГРУ-6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ БКП-3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU- 325 Рег. № 37288- 08	Сервер ООО «БЭК» УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
54	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ГРУ-6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ ЗКП-3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
55	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ГРУ-6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ 2КП-3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
56	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ГРУ-6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ АКП-3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
57	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ГРУ-6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ 1КП-3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
58	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 3, КЛ-30 кВ БУП-1	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 4, КЛ-30 кВ БУП-2	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU- 325 Рег. № 37288- 08	Сервер ООО «БЭК» УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
60	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 23, КЛ-30 кВ БУП-3	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
61	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 16, КЛ-30 кВ БУП-4	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
62	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 19, КЛ-30 кВ БВН-2	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
63	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 34, КЛ-30 кВ АУП-3	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
64	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 31, КЛ-30 кВ АУП-4	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
65	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 46, КЛ-30 кВ АУП-1	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU- 325 Рег. № 37288- 08	Сервер ООО «БЭК» УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АО «АНХК» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,3	3,3
66	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, РУ-30 кВ, яч. 47, КЛ-30 кВ АУП-2	ТЛК-35 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 10573-05 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная я	2,5	5,6
67	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 2, КЛ-30 кВ РУП-1	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
68	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 6, яч. 8, КЛ-30 кВ РУП-2	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная я	2,5	5,6
69	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 14, КЛ-30 кВ РУП-3	GDS 40,5 Кл. т. 0,5S 400/5 Рег. № 30370-10 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Активная	1,3	3,3
70	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 24, КЛ-30 кВ АУП-5	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реактивная я	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
71	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 26, КЛ-30 кВ РУП-5	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU- 325 Рег. № 37288- 08	Сервер ООО «БЭК»	Активная	1,3	3,3
						УССВ-2 Рег. № 54074-13	Реактивна я	2,5	5,6
72	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 4, КЛ-30 кВ БУП-5	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		Сервер АО «АНХК»	Активная	1,3	3,3
						УСВ-3 Рег. № 64242-16	Реактивна я	2,5	5,6
73	ПС 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, ЗРУ-30 кВ, яч. 18, КЛ-30 кВ АВН-2	ТПЛ 35 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 21253-06 Фазы: А; С	VEF 36 Кл. т. 0,5 30000/√3/100/√3 Рег. № 85231-22 Фазы: А; В; С	A1805RALX- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 12, 13, 35 – 39, 46 – 50 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	73
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 12, 13, 35 – 39, 46 – 50 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 12, 13, 35 – 39, 46 – 50 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +20 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика типа СЕ208: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УССВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 220000 2 210000 2 320000 2 400000 2 100000 2 74500 2 45000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.06Т: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 230: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчика типа СЕ208: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 113 40 85 10 170 5 90 40 45 5 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источников бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал серверов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи с УСПД и со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
серверов.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
серверов.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12
Трансформаторы тока	ТЛК-35	18
Трансформаторы тока	ТПЛ 35	12
Трансформаторы тока	GDS 40,5	3
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-10	16
Трансформаторы тока	ТШЛ-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	32
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	10
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-І	10
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-30	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-40	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	12
Трансформаторы напряжения	VEF 36	21
Трансформаторы напряжения незаземляемые	НОЛ.08-6	20
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	33
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	63
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	СЕ208	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер АО «АНХК»	1
Сервер	Сервер ООО «БЭК»	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	СТПА.411711.АНХК03.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РН-Энерго» (АО «АНХК») 2025», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»)
ИНН 3801009466

Юридический адрес: 665809, Иркутская обл., г. Ангарск, кв-л 63 (Первый Промышленный Массив тер.), стр. 2

Телефон: (3955) 57-47-00

Факс: (3955) 57-70-02

Web-сайт: www.anhk.ru

E-mail: delo@anhk.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, пгт. Путилково,
территория Гринвуд, стр. 23, эт. 2, пом. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 576-65-96

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

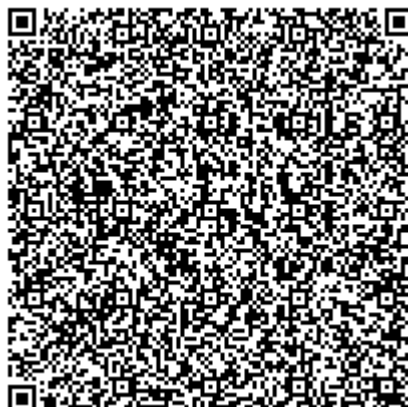
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Поляриметры UniPol

Назначение средства измерений

Поляриметры UniPol (далее по тексту – поляриметры) предназначены для измерений угла вращения плоскости поляризации (далее – УВПП) в жидких и твердых оптически активных образцах.

Описание средства измерений

Поляриметры состоят из следующих основных узлов: источник света (светодиод), интерференционный светофильтр, поляризатор, фокусирующая оптическая система, измерительная камера, анализатор, модулятор Фарадея, приемник излучения, а также система электропитания.

Принцип действия поляриметров основан на сканировании угла вращения плоскости поляризации и преобразовании электрического сигнала с представлением полученного результата в цифровой форме.

Поляриметры выпускаются в одной модификации – UniPol.

Поляриметры позволяют проводить измерения на одной длине волны 589,44 нм.

Корпус поляриметров изготавливается из полистирола серого цвета.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на индивидуальный шильдик, расположенный на задней части корпуса поляриметров.

Общий вид поляриметров представлен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений



Рисунок 2 – Пример индивидуального шильдика

Пломбирование поляриметров не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) поляриметров является встроенным, метрологически значимым и выполняет функции управления процедурой измерений, сбором и обработкой данных, сохранением результатов измерений.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик поляриметров. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО поляриметров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Aquisys 3
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	501v2.0rev41
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений УВПП на длине волны 589,44 нм	от -76° до +76°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений УВПП	±0,01°
Диапазон измерений УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z, на длине волны 589,44 нм	от 0 до +85
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z	±0,02

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Дискретность показаний УВПП	0,005°
Дискретность показаний УВПП в градусах международной сахарной шкалы, °Z	0,02
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	160×650×315
Масса, кг, не более	12
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 85

Знак утверждения типа

наносится на верхнюю часть титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом и на переднюю панель поляриметра в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Поляриметр	UniPol	1 шт.
Внешний адаптер электропитания	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в п. 6.3 «Измерение» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 20.10.2022 № 2652 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений угла вращения плоскости поляризации
Стандарт предприятия «Поляриметры UniPol»

Правообладатель

Schmidt + Haensch GmbH & Co., Германия
Адрес: Waldstraße 80/81 D-13403, Berlin, Germany
Телефон: +4930/417072-0
E-mail: sales@schmidt-haensch.de
Web-сайт: schmidt-haensch.com

Изготовитель

Schmidt + Haensch GmbH & Co., Германия
Адрес: Waldstraße 80/81 D-13403, Berlin, Germany
Телефон: +4930/417072-0
E-mail: sales@schmidt-haensch.de

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

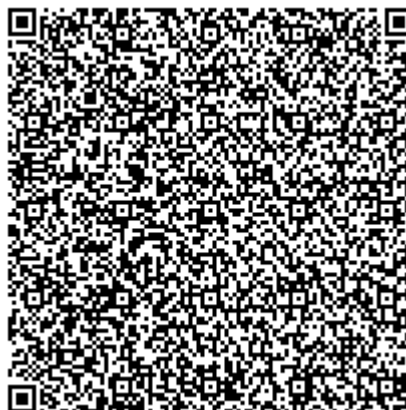
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639



Регистрационный № 97045-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, приема, хранения и отпуска продукта.

Описание средства измерений

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

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их продуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой горизонтально установленные стальные односекционные сосуды цилиндрической формы со сферическими днищами.

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

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены типографским способом на маркировочные таблички резервуаров. Таблички крепятся к обшивкам резервуаров.

Резервуары РГС-50 с заводскими номерами 245, 246, 247, 248 расположены на территории ООО «КИНЕФ» по адресу: Ленинградская область, Киришский район, г. Кириши, шоссе Энтузиастов, 1.

Общий вид резервуаров с местом нанесения заводских номеров приведен на рисунках 1, 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



V-9011001C		9 цех Реагентное хозяйство ОМНИКА
Зав.№ -245	Р разр. межтр. = 18 кгс/см ²	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$
Рег.№ -00826	Т разр. межтр. = 45	
Инв.№ -181754	Р разр. тр. =	
	Т разр. тр. =	
Н.В.О.-26.08.2029г.	Г.И.- 30.08.2031г.	
О.С.С.- 30.12.2033 г.	Инв.№ SAP-30033844	

Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-50 зав.№ 245 с местом нанесения заводского номера



V-9011001S		9 цех Реагентное хозяйство ОМНИКА
Зав.№ -246	Р разр. межтр. = 18 кгс/см ²	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$
Рег.№ -00820	Т разр. межтр. = 45	
Инв.№ -181755	Р разр. тр. =	
	Т разр. тр. =	
Н.В.О.-26.08.2029г.	Г.И.- 30.08.2031г.	
О.С.С.- 30.12.2033 г.	Инв.№ SAP-30033845	

Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-50 зав.№ 246 с местом нанесения заводского номера



V-9011001B		9 цех Реагентное хозяйство ОМНИКА
Зав.№ -247	Р разр. межтр. = 18 кгс/см ²	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ $^{\circ}\text{C}$
Рег.№ -00821	Т разр. межтр. = 45	
Инв.№ -181753	Р разр. тр. =	
	Т разр. тр. =	
Н.В.О.-26.08.2029г.	Г.И.- 30.08.2031г.	
О.С.С.- 30.12.2033 г.	Инв.№ SAP-30033843	

Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-50 зав.№ 247 с местом нанесения заводского номера



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РГС-50 зав.№ 248 с местом нанесения заводского номера

Пломбирование резервуаров РГС-50 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вместимости, %	±0,25

Т а б л и ц а 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C Атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Т а б л и ц а 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
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 4 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта 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

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИНЕФ»)

ИНН 4708007089

Юридический адрес: 187110, Ленинградская обл., Киришский район, г. Кириши, шоссе Энтузиастов, 1

Телефон/ факс: +7 (81368) 225-63/(81368) 510-11

Web-сайт: www.kinef.ru

E-mail: kinef@kinef.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИНЕФ»)

ИНН 4708007089

Адрес: 187110, Ленинградская обл., Киришский район, г. Кириши, шоссе Энтузиастов, 1

Телефон/ факс: +7 (81368) 225-63/(81368) 510-11

Web-сайт: www.kinef.ru

E-mail: kinef@kinef.ru

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»)

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

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

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

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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



Регистрационный № 97086-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ZHVE1B-145(L)/T2500-40

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ZHVE1B-145(L)/T2500-40 (далее – трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности. Трансформаторы являются однофазными, индуктивными газозаполненными.

Трансформаторы выполнены в виде опорной конструкции в едином блоке. Первичная и вторичные обмотки размещены в герметичном баке, заполненном смесью элегаза.

Активная часть трансформаторов – шихтованный магнитопровод, набранный из листов электротехнической стали с вторичными обмотками, размещенными в алюминиевом заземленном корпусе.

На корпусе установлен изолятор, обеспечивающий внешнюю изоляцию трансформатора. На верхнем торце изолятора размещен высоковольтный зажим первичной обмотки. На корпусе расположены заземляемый вывод первичной обмотки, выводы вторичных обмоток, сигнализатор плотности для определения давления элегаза, устройство для заполнения элегазом, предохранительный клапан с разрывной мембраной, информационная табличка.

На основании каждого трансформатора размещена информационная табличка с указанием технических данных и заводских номеров в виде цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр. Заводские номера наносятся на табличку технических данных методом лазерной гравировки.

Зажимы вторичной обмотки для учета имеют устройство, с помощью которого производится пломбирование от несанкционированного доступа.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения ZHVE1B-145(L)/T2500-40 с зав. №№ 505503, 505504, 505505, 505506, 505507, 505508.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на табличку технических данных способом лазерной гравировки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено
Общий вид трансформаторов с указанием места пломбировки от несанкционированного доступа и заводского номера представлены на рисунке 1.

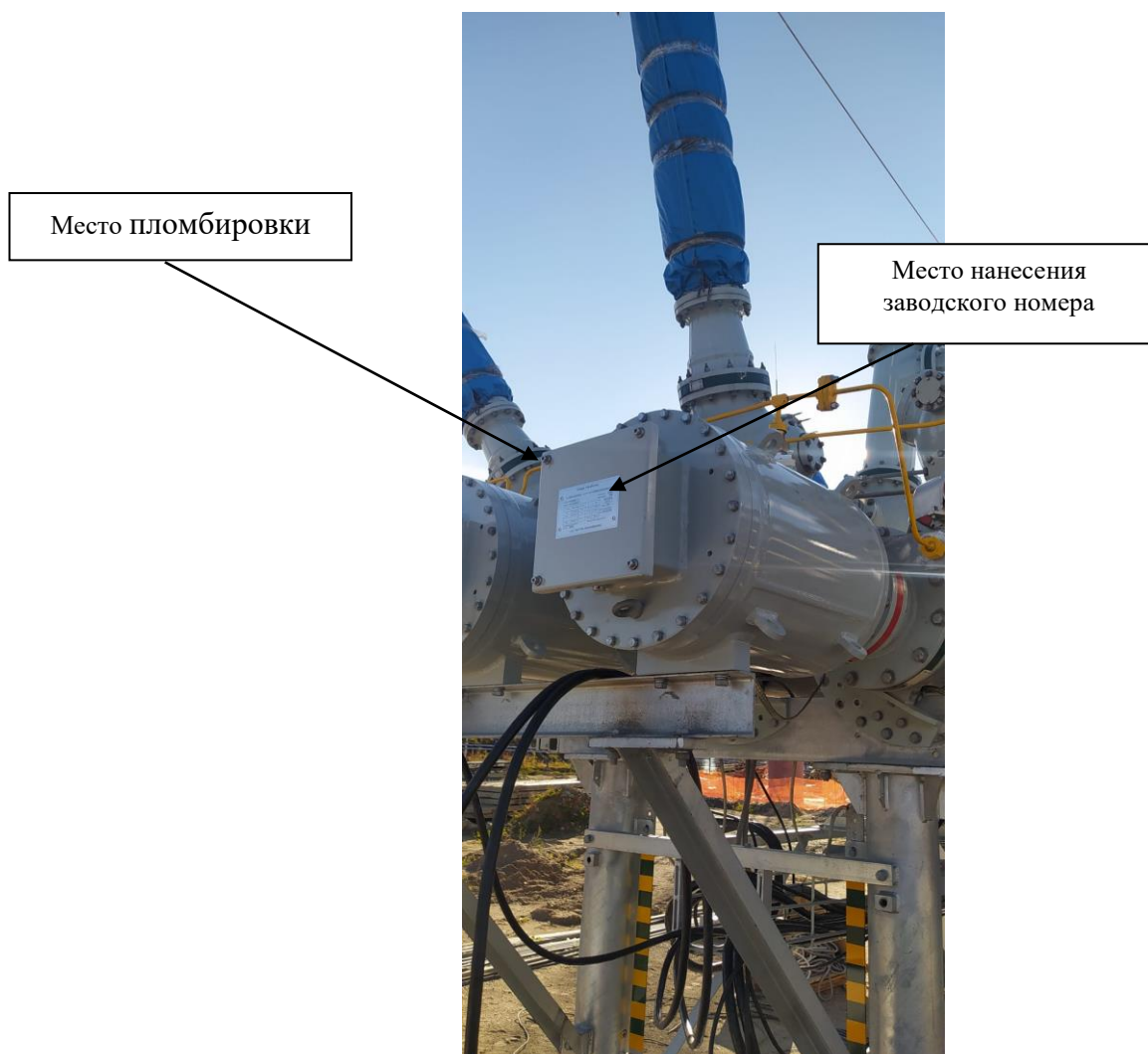


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов с указанием места пломбировки от несанкционированного доступа и заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичных обмоток для измерений, В - основной - дополнительной	100/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$
Классы точности вторичных обмоток для измерений по ГОСТ 1983-2015: - основной - дополнительной	0,2 0,2
Номинальные мощности вторичных обмоток для измерений, В·А - основной - дополнительной	40 50
Номинальное напряжение вторичной обмотки для защиты, В	100/ $\sqrt{3}$
Класс точности вторичной обмотки для защиты по ГОСТ 1983-2015	3Р
Номинальная мощность вторичной обмотки для защиты, В·А	100
Номинальная частота напряжения сети, Гц	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	350000
Средний срок службы, лет	25

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ZHVE1B-145(L)/T2500-40	6 шт.
Паспорт	—	6 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 0,1/ $\sqrt{3}$ до 750/ $\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-Инжиниринг»
(ООО «Вектор-Инжиниринг»), Республика Беларусь
Юридический адрес: Республика Беларусь, г. Минск, пр-т Партизанский, д.8, кор.2,
офис 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-Инжиниринг»
(ООО «Вектор-Инжиниринг»), Республика Беларусь
Юридический адрес: Республика Беларусь, г. Минск, пр-т Партизанский, д.8, кор.2,
офис 5

Адрес места осуществления деятельности: Республика Беларусь, Минская обл.,
Пуховичский р-н, Свислочский с/с, п.Дружный, промплощадка ТЭЦ-5

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 23
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

