

Регистрационный № 77871-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»

Назначение средства измерений

Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3», (далее – ПП) предназначены для измерений плотности жидкости (нефть, нефтепродукты).

Описание средства измерений

Принцип действия ПП основан на вибрационном методе измерения плотности: собственная резонансная частота измерительной трубки изменяется в зависимости от плотности жидкости, протекающей через ПП. По измеренному значению периода колебаний вычисляется плотность жидкости. ПП имеет частотный выходной сигнал, что позволяет производить обработку результатов измерения с применением измерительно-вычислительной аппаратуры, установленной в невзрывоопасной зоне.

Конструктивно ПП состоят из чувствительного элемента в виде трубки из нержавеющей стали, системы возбуждения и поддержания колебаний на основе электромагнитных катушек, управляемых модулем управления преобразователем, объединенных в металлическом корпусе цилиндрической формы. Модуль управления преобразователем помещен в отдельный корпус со съемной крышкой, имеющий сварное соединение с наружной поверхностью цилиндрического корпуса. Модуль залит компаундом, элементы для настройки и регулировки отсутствуют. ПП имеет два фланца для монтажа в трубопровод с измеряемой жидкостью.



Рисунок 1 – Внешний вид ПП

Пломбирование корпуса ПП для нанесения знака поверки не предусмотрено. Знак поверки (оттиск и/или наклейка) наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид преобразователя приведен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом лазерной маркировки на информационную табличку, закрепленную на корпусе ПП.

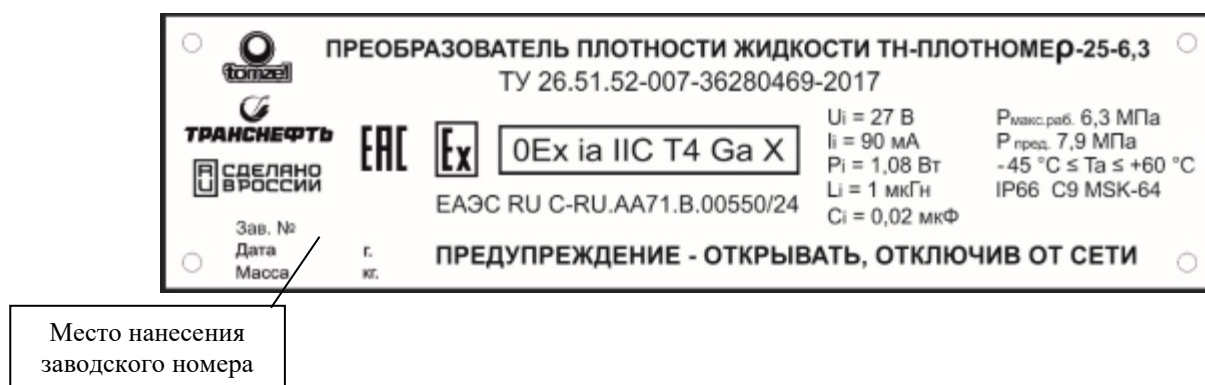


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики ПП, параметры рабочей среды (жидкости) и показатели надежности, приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 1000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, кг/м ³	±0,30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур рабочей среды, °С	от +5 до +40
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	1030
- ширина	124
- высота	172
Масса, кг, не более	30
Рабочее напряжение питания, В	24 (-15 %, +10 %)
Величина потребляемого тока, мА, не более	30
Выходной сигнал: частотный выход, Гц	от 200 до 1200
Рабочая среда	нефть, нефтепродукты
Диапазон давления рабочей среды, МПа	от 0 до 6,3
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -45 до +60
- относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, не более %	98
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»	IP66
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T4 Ga X

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее (доверительная вероятность 0,95)	40000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации ПП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ПП приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»	ТН-Плотномер-25-6,3 ТУ 26.51.52-007-36280469-2017	1 шт.
Ведомость эксплуатационных документов	1021.61.088.00.00.00 ВЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1021.61.088.00.00.000 РЭ	1 экз.
Формуляр	1021.61.088.00.00.000 ФО	1 экз.
Ведомость запасных частей, инструментов, принадлежностей и материалов (далее – ЗИП)	1021.61.088.00.00.00 ЗИ	1 экз.
Комплект ЗИП согласно ведомости ЗИП	1021.61.088.60.00.000	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2.5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений плотности, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.11.2019 № 2603;

Преобразователь плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3. Технические условия ТУ 26.51.52-007-36280469-2017.

Правообладатель

Акционерное общество «Томский завод электроприводов»

(АО «ТОМЗЭЛ»)

ИНН 7019035828

Юридический адрес: 634024, Томская область, г. Томск, ул. Причальная, 14

Телефон: +7(382-2)27-63-10. Факс: +7(382-2)27-63-12

Web-сайт: www.transneft.ru

E-mail: tomzel@tom.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Томский завод электроприводов»

(АО «ТОМЗЭЛ»)

ИНН 7019035828

Адрес: 634024, Томская область, г. Томск, ул. Причальная, 14

Телефон: +7(382-2)27-63-10. Факс: +7(382-2)27-63-12

Web-сайт: www.transneft.ru

E-mail: tomzel@tom.transneft.ru

Испытательный центр

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

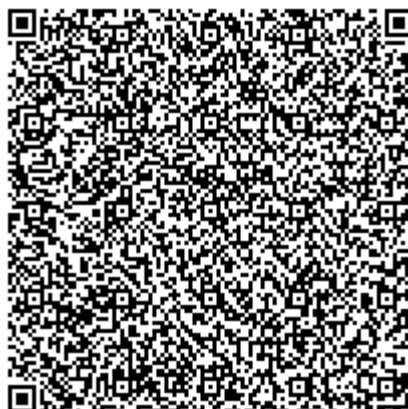
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: TAM@transneft.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные ПУЛЬСАР

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные ПУЛЬСАР (далее – счетчики) предназначены для измерений и учета в одно- или многотарифном режиме активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 61000-4-30-2017 (ГОСТ 30804.4.30-2013) для класса S в 3-х и 4-х проводных цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов при помощи цифрового сигнального процессора (DSP), поступающих на входы от датчиков тока и напряжения в цифровой код. В качестве датчиков тока используются трансформаторы тока, а в качестве датчиков напряжения – резистивные делители, включенные в параллельные цепи счетчиков.

Счетчики выпускаются в двух исполнениях в зависимости от установки:

- в корпусе для установки внутри помещений (либо в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды) с вариантом установки на дин-рейку в корпусе с универсальной установкой и в компактном корпусе с возможностью установки сменного модуля связи;
- в корпусе для наружной установки (устанавливаются на опору линии электропередачи) – корпус сплит (с отдельной архитектурой).

В счетчиках для хранения измеренных величин имеется энергонезависимая память.

Для отображения измеренных величин, а также текущего состояния счетчика в корпусе для установки внутри помещений в нем имеется жидкокристаллический индикатор (далее ЖКИ).

Для отображения измеренных величин, а также текущего состояния счетчика в корпусе для наружной установки в комплекте имеется выносной индикатор с ЖКИ.

В зависимости от видов измеряемой электрической энергии выпускаются следующие варианты счетчиков:

- однонаправленные счетчики учитывают активную электрическую энергию по модулю и реактивную электрическую энергию в квадранте Q1;
- двунаправленные счетчики учитывают активную электрическую энергию прямого и обратного направления и реактивную электрическую энергию в квадрантах Q1, Q2, Q3, Q4;
- комбинированные счетчики учитывают активную электрическую энергию по модулю и реактивную электрическую энергию в квадрантах Q1 и Q4.

Счетчики имеют два оптических испытательных выхода. Испытательный выход с маркировкой «А» по умолчанию работает как выход активной электрической энергии, но может переключаться в другие режимы работы. Испытательный выход с маркировкой «Р» (при наличии) всегда работает как выход реактивной электрической энергии.

Счетчики, в зависимости от исполнения могут иметь:

- реле для ограничения подачи электроэнергии;
- дискретные входы;
- дискретные выходы (в том числе для управления внешним коммутатором);
- вход резервного питания;
- импульсные выходы, работающие синхронно с оптическими испытательными выходами;
- отсек дополнительной батареи питания, предназначенной для питания часов реального времени и контроля датчиков вскрытия при отсутствии фазных напряжений.

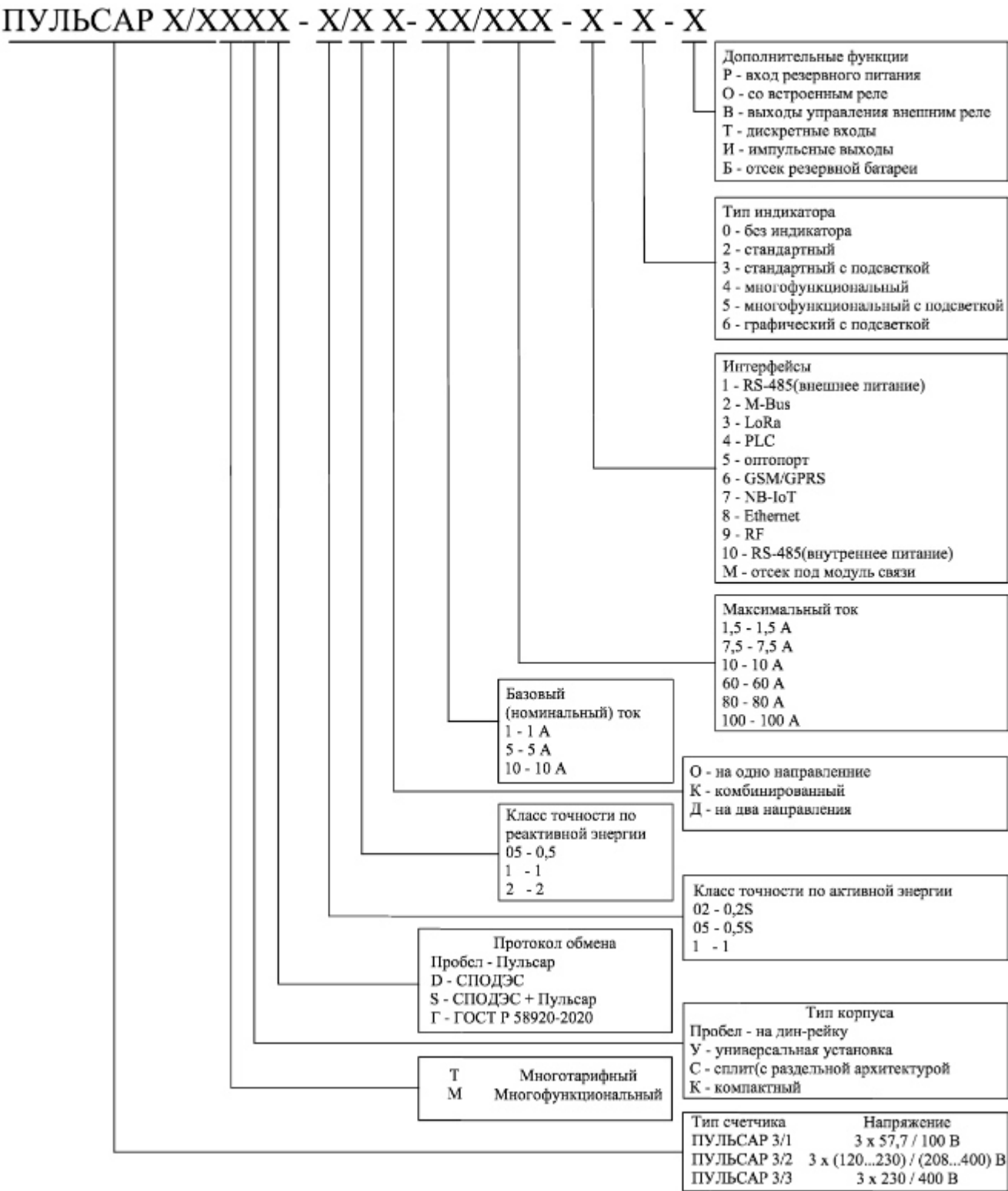
Счетчики, имеющие исполнение с входом резервного питания при отсутствии фазных напряжений и при наличии напряжения на входе резервного питания, продолжают нормально функционировать: измеряют параметры сети, сохраняют архивы, формируют журналы событий и отвечают на запросы по интерфейсам связи.

Счетчики, имеющие встроенное реле или дискретные выходы, могут ограничивать подачу электроэнергии по следующим сценариям:

- по непосредственной команде по одному из цифровых интерфейсов;
- по превышению значения потребленной активной энергии (по каждому тарифу возможно установить свой порог);
- по превышению средней активной электрической мощности (по каждому тарифу возможно установить свой порог) потребитель отключается на время, которое может настраиваться;
- по превышению входного напряжения до возвращения напряжения к нормальным значениям;
- по критическим событиям, в зависимости от настроек (воздействие магнитного поля, превышение программируемого предела максимального тока, вскрытие счетчика, превышение максимальной температуры внутри корпуса).

В состав счетчика в соответствии со структурой условного обозначения могут входить различные виды интерфейсов, а также датчик вскрытия корпуса, клеммной колодки, датчик магнитного поля и температуры.

Структура условного обозначения счетчика приведена на рисунке 1.



Примечание – При наличии нескольких интерфейсов они перечисляются по очереди.

Рисунок 1 – Структура условного обозначения счётчиков

Учет электрической энергии в многотарифных счетчиках обеспечивается по четырем тарифам, с различным расписанием для двенадцати сезонов, и для рабочих, субботних, воскресных и праздничных дней. Дискретное значение тарифной зоны составляет 30 минут.

Учет электрической энергии в многофункциональных счетчиках обеспечивается по четырем тарифам, число дневных профилей – 32, число недельных профилей – 12, число особых дней – 32. Максимальное число временных зон в сутках – 24, дискретное значение тарифной зоны составляет 1 минуту.

Переключение тарифов производится внутренними часами реального времени. Ход часов при отсутствии питания обеспечивается с помощью встроенной литиевой батареи в течение 16 лет. Часы реального времени имеют термокомпенсацию времязадающего элемента. Счетчики опционально могут иметь резервную батарею, установка или замена которой возможна без вскрытия корпуса счетчика.

В счетчиках имеется энергонезависимая память, в которой хранятся данные по активной и реактивной электрической энергии, а также различные архивы и журналы работы счетчика. Выбор отображаемой информации на ЖКИ осуществляется при помощи кнопок или автоматически, по кольцу, через заданное пользователем время.

В счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик магнитного поля повышенной индукции. При обнаружении воздействия магнитного поля повышенной индукции в журнале событий делается запись времени начала и окончания воздействия.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку/наклейку или непосредственно на корпус счетчика любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с установкой на дин-рейку с указанием места пломбирования пломбой сетевой организации, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 2. На рисунке 3 представлен общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки). Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Общий вид счетчиков с универсальной установкой с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 4. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Общий вид счетчиков в корпусе сплит (с отдельной архитектурой) с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 5. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



Рисунок 2 – Общий вид счётчиков с установкой на дин-рейку с указанием места пломбирования пломбой сетевой организации, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид счётчиков с установкой на дин-рейку с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

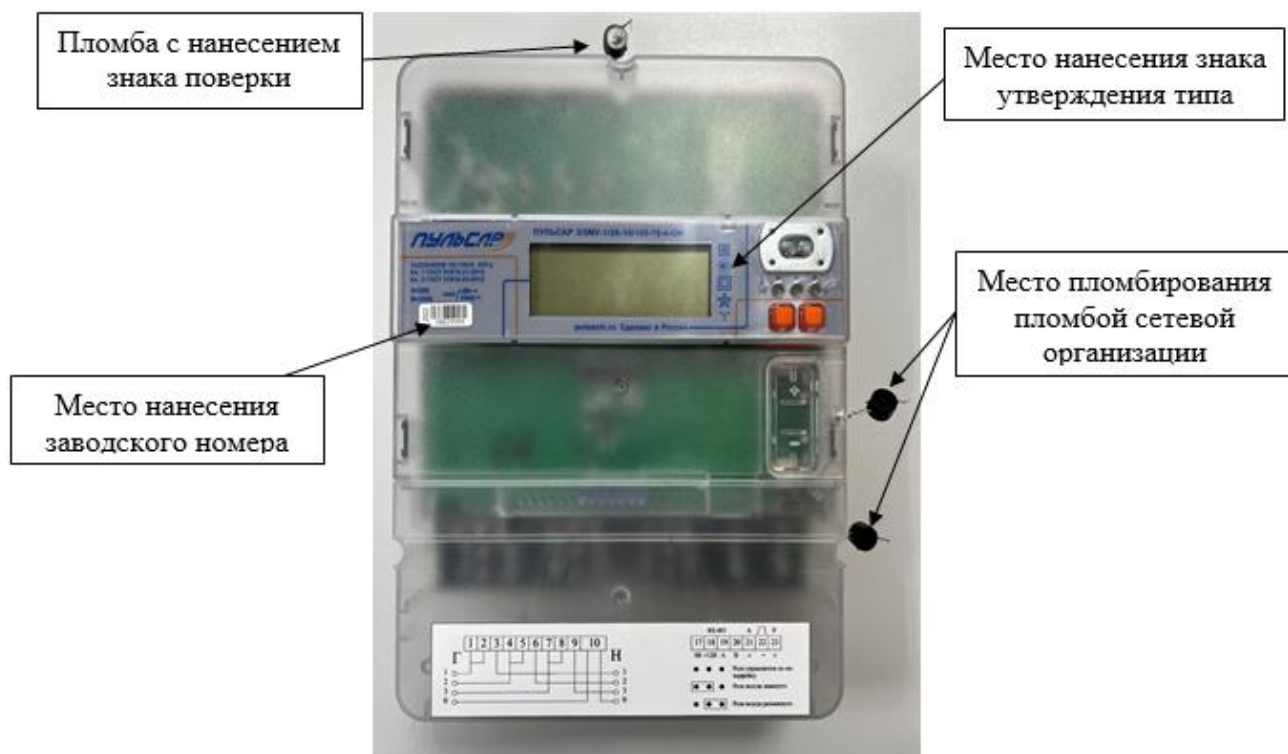


Рисунок 4 – Общий вид счётчиков с универсальной установкой с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 5 – Общий вид счётчиков в корпусе Сплит (с раздельной архитектурой) с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 6 – Внешний вид выносного индикатора

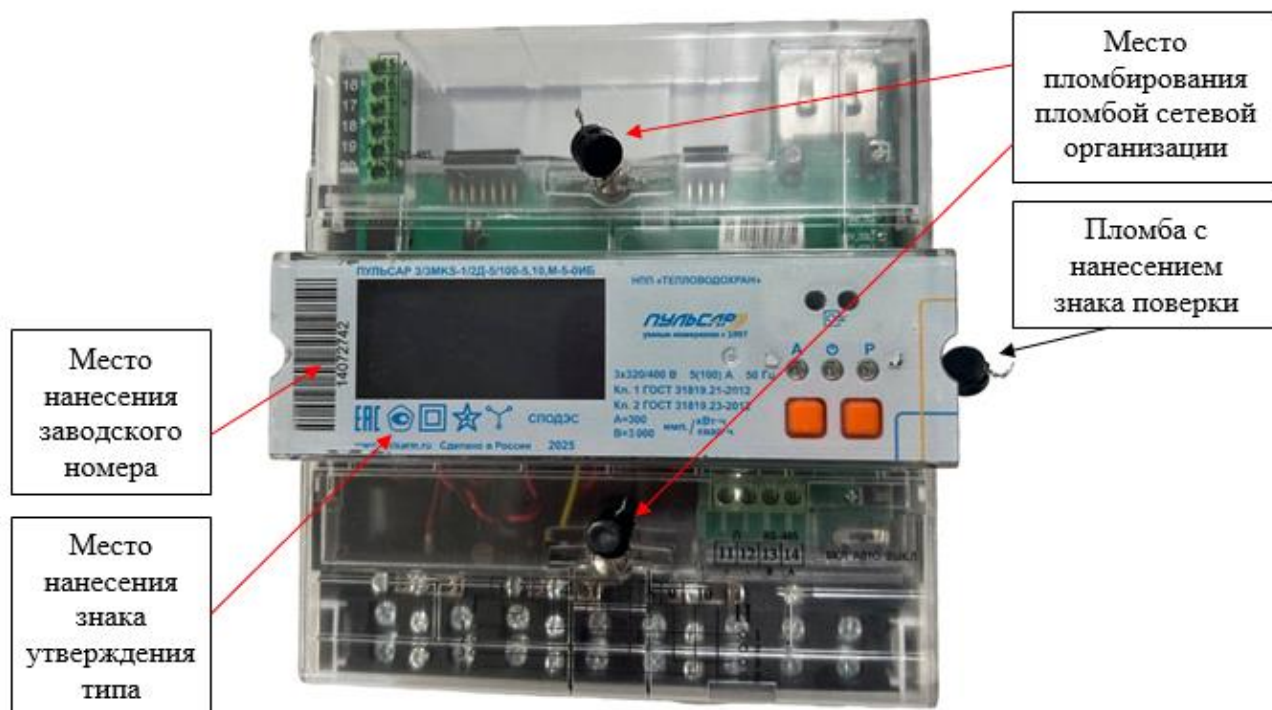


Рисунок 7 – Общий вид компактных (малогабаритных) счётчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

По своей структуре встроенное программное обеспечение (далее ВПО) разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ВПО записывается в энергонезависимую память на стадии производства и недоступно для изменения без вскрытия счетчика. Метрологически значимая часть ВПО защищается циклической контрольной суммой, которая проверяется при подаче питания на счетчик и при самодиагностике один раз в сутки. При обнаружении ошибки циклической контрольной суммы происходит запись соответствующего события в журнал самодиагностики счетчика и на индикаторе счетчика появляется знак критической ошибки.

Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния метрологически значимой части ВПО.

Идентификационные данные ВПО счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Многотарифный		Многофункциональный	
Идентификационное наименование ПО	Базовая версия	С реле отключения	Базовая версия	СПЛИТ
Номер версии ПО (идентификационный номер)	04.XX	05.XX	06.XX	07.XX
Цифровой идентификатор ПО	0000	0000	0000	0000
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC16	CRC16	CRC16
Примечание – номер версии ВПО состоит из 2 полей: 04...07 – модификация счетчика ПУЛЬСАР в соответствии с нумерацией версий ВПО; XX – вариант исполнения, в соответствии с конструкторской документацией.				

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальные фазные/межфазные напряжения переменного тока, В	3×57,7/100	3×(120-230)/ (208-400)	3×230/400
Классы точности при измерении активной электрической энергии: - ГОСТ 31819.22-2012 - ГОСТ 31819.21-2012	0,2S; 0,5S 1		
Классы точности при измерении реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012	1; 2		
Классы точности при измерении реактивной электрической энергии	0,5 ¹⁾		
Номинальная частота сети, Гц	50		
Базовый (I_6) или номинальный ($I_{ном}$) ток, А	1; 5	5; 10	5; 10

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение		
Максимальный ($I_{\text{макс}}$) ток, А	1,5; 7,5; 10	7,5; 10; 60; 80; 100	7,5; 10; 60; 80; 100
Передаточное число телеметрического/поверочного выхода, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) (имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)): - $I_{\text{макс}}=1,5$ А - $I_{\text{макс}}=7,5$ А; 10 А - $I_{\text{макс}}=60$ А - $I_{\text{макс}}=80$ А; 100 А	100000/ 1000000 10000 / 100000 - -	- 3200 / 32000 500 / 5000 300 / 3000	
Стартовый ток при измерении активной электрической энергии для классов точности, А, не менее: - 0,2S - 0,5S - 1	0,001· $I_{\text{НОМ}}$ 0,001· $I_{\text{НОМ}}$ 0,002· $I_{\text{НОМ}}$ / 0,004· $I_{\text{Б}}$		
Стартовый ток при измерении реактивной электрической энергии для классов точности, А, не менее: - 0,5 ¹⁾ - 1 - 2	0,001· $I_{\text{НОМ}}$ / 0,002· $I_{\text{Б}}$ 0,002· $I_{\text{НОМ}}$ / 0,004· $I_{\text{Б}}$ 0,003· $I_{\text{НОМ}}$ / 0,005· $I_{\text{Б}}$		
Диапазон измерений силы переменного тока, А	от 0,02· $I_{\text{НОМ}}$ / 0,1· $I_{\text{Б}}$ до $I_{\text{макс}}$		
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, % ²⁾	±0,5		
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В	от 45 до 75	от 100 до 287,5	
Диапазон измерений линейного напряжения, В ⁵⁾	от 78 до 130	от 173 до 500	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, % ²⁾	±0,5		
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений линейного напряжения переменного тока, % ^{2) 5)}	±0,5		
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, %	от -20 до +25		
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % ²⁾	±0,5		
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(-)}$, %	от 0 до 20		
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(+)}$, %	от 0 до 25		

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения переменного тока, % ²⁾	$\pm 0,5$
Диапазон измерений частоты сети, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока в нормальных условиях измерений, Гц	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока в температурном диапазоне рабочих условий измерений, Гц	$\pm 0,2$
Диапазон измерений коэффициента мощности	от -1 до +1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности ²⁾	$\pm 0,02$
Диапазон измерений активной, реактивной и полной электрической мощности, Вт (вар, В·А) ^{2) 3)}	от $(3 \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,05 \cdot I_{\text{ном(б)}})$ до $(3 \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{макс}})$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической мощности, для классов точности, % ^{2) 3)} : - 0,2S; 0,5S - 1	при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ $\pm 0,5$ $\pm 0,6$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической мощности для классов точности, % ^{2) 3)} : - 0,5; 1,0 - 2,0	при $\sin\varphi=1$ при $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,2$ $\pm 2,0$ $\pm 2,4$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной мощности для всех классов точности, % ^{2) 3)}	$\pm 3,0$
Пределы допускаемой основной погрешности хода часов в нормальных условиях, с/сут	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности суточного хода часов, с/сутки, в температурном диапазоне рабочих условий измерений	$\pm 3,0$
Диапазон измерений коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности, % ⁴⁾	от 1 до 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности, % ⁴⁾	$\pm 0,3$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений угла фазового сдвига между фазным напряжением и током в диапазоне $0,2 \cdot I_6 \leq I \leq 1,2 \cdot I_6$ и $0,8 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$, ° 4)	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между фазным напряжением и током, ° 6)	$\pm 0,5$
Диапазон измерений угла фазового сдвига между фазными напряжениями в диапазоне $0,8 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$, ° 4)	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между фазными напряжениями, ° 4) 5)	$\pm 0,2$
Диапазон измерений коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ по каждой фазе и по сумме фаз в диапазоне $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq 1,2 \cdot I_6$ и $0,8 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ 4)	от -5 до +5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ по каждой фазе и по сумме фаз 4)	$\pm(0,05+0,022 \cdot \text{tg}\varphi)$
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 30 до 80
Примечания 1) Пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 приведены в таблицах 3-11. 2) Средний температурный коэффициент в температурных диапазонах от -40 °C до +15 °C не влеч. и свыше +25 °C до +70 °C вкл. не более 0,05 %/°C. 3) Усреднение на интервале 1 с. 4) Для многофункциональных счетчиков. 5) В диапазоне углов между фазами напряжения от 110 ° до 130 ° и от 230 ° до 250 °. 6) Для многофункциональных счетчиков в компактном и универсальном корпусах.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 < I < 0,1 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{ном} < I < 0,05 \cdot I_{ном}$	1,0	$\pm 1,0$
$0,1 \cdot I_6 \leq I < I_{макс}$	$0,05 \cdot I_{ном} \leq I < I_{макс}$	1,0	$\pm 0,5$
$0,1 \cdot I_6 < I < 0,2 \cdot I_6$	$0,05 \cdot I_{ном} < I < 0,1 \cdot I_{ном}$	0,5L; 0,5C	$\pm 1,0$
$0,2 \cdot I_6 \leq I < I_{макс}$	$0,1 \cdot I_{ном} \leq I < I_{макс}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,5$
$0,2 \cdot I_6 < I < I_{макс}$	$0,1 \cdot I_{ном} < I < I_{макс}$	0,25L; 0,25C	$\pm 1,0$

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчика класса точности 0,5 при наличии тока в одной (любой) из последовательных цепей и при отсутствии тока в других последовательных цепях и симметричных напряжениях

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,6$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 1,0$

Для счетчиков класса точности 0,5 при измерении реактивной электрической энергии, разность между значением погрешности, выраженной в процентах, при однофазной нагрузке счетчика и значением погрешности, выраженной в процентах, при симметричной многофазной нагрузке, номинальном токе и $\sin \varphi$ равном 1, не превышает $\pm 1,0$ %.

Таблица 5 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5 в нормируемом диапазоне температур

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Средний температурный коэффициент, %/°C, не более
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	0,05

Таблица 6 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5 при изменении напряжения сети

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, % *
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,2$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,4$

Примечание - * - при значениях напряжения переменного тока:

- 1) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/1:
 - от 52 до 64 В; в пределах от 46 до 52 В и от 64 до 68 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения, приведенные в таблице 6; при напряжении менее 46 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %;
- 2) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/2:
 - от 108 до 253 В, в пределах от 96 до 108 В и от 253 до 265 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения, приведенные в таблице 6; при напряжении менее 98 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %;
- 3) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/3:
 - от 207 В до 253 В; в пределах от 184 до 207 В и от 253 до 265 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения, приведенные в таблице 6; при напряжении менее 184 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %.

Таблица 7 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии для счетчиков класса точности 0,5 при изменении частоты

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,5$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,5$

Таблица 8 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванная постоянной составляющей и четными гармониками в цепи переменного тока

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы дополнительной погрешности, %
$0,71 \cdot I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 2,0$

При измерении реактивной электрической энергии счетчик класса 0,5 включается и продолжает регистрировать показания при номинальном напряжении и силе переменного тока в каждой фазе $0,001 \cdot I_{\text{ном}}$ ($\sin \varphi = 1$).

Таблица 9 – Изменение относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной самонагревом

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы изменения погрешности, %
$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,2$
$I_{\text{макс}}$	0,5L	$\pm 0,2$

Таблица 10 – Изменение относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной кратковременной перегрузкой входным током амплитудой $20 \cdot I_{\text{макс}}$ в течении 0,5 с

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы изменения погрешности, %
$I_{\text{ном}}(I_6)$	1,0	$\pm 0,1$

Таблица 11 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной другими влияющими величинами

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы изменения погрешности, %
Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	$I_{\text{ном}}/6$	1,0	$\pm 2,0$
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	$I_{\text{ном}}/6$	1,0	$\pm 2,0$
Радиочастотные электромагнитные поля	$I_{\text{ном}}/6$	1,0	$\pm 2,0$
Кондуктивные помехи, наводимые радиочастотными полями	$I_{\text{ном}}/6$	1,0	$\pm 2,0$
Наносекундные импульсные помехи	$I_{\text{ном}}/6$	1,0	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 11

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы изменения погрешности, %
Устойчивость к колебательным затухающим помехам	$I_{ном/б}$	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 12 – Технические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение
Количество тарифов	4
Длительность хранения информации при отключении питания, лет	40
Потребляемая мощность: - по каждой цепи тока, В·А, не более - по каждой цепи напряжения, В·А (Вт), не более - дополнительных модулей связи, Вт, не более	0,3 10 (2) 3
Параметры телеметрического выхода: - напряжение, В - ток, мА - длительность импульса, мс: а) в телеметрическом режиме б) в поверочном режиме	от 5 до 24 от 10 до 30 80 1
Масса, кг, не более: - для корпуса на дин-рейку - для корпуса с универсальной установкой - для корпуса сплит (с отдельной архитектурой) - для малогабаритного (компактного) корпуса	0,8 1,3 1,6 1,2
Габаритные размеры (высота × ширина × глубина), мм, не более: - для корпуса на дин-рейку - для корпуса с универсальной установкой - для корпуса сплит (с отдельной архитектурой) - для малогабаритного (компактного) корпуса	102×150×73 258×173×75 272×206×103 160×144×70
Рабочие условия эксплуатации для корпусов на дин-рейку, с универсальной установкой и малогабаритного корпуса: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более	от -40 до +70 98
Рабочие условия эксплуатации для корпуса сплит (с отдельной архитектурой): - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более	от -45 до +70 98
Срок службы литиевой батареи, лет	16

Таблица 13 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	35
Средняя наработка на отказ, ч	350000

Знак утверждения типа

наносится на лицевой панели счетчика и титульных листах паспорта и руководства по эксплуатации любым технологическим способом, не ухудшающим качество.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный ПУЛЬСАР	ЮТЛИ.422863.YYY-XX*	1 шт.
Паспорт	ЮТЛИ.422863. YYY-XXПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации**	ЮТЛИ.422863. YYY-XXРЭ	1 экз.
Программное обеспечение**	«DeviceAdjuster.exe»	1 шт.
* – где YYY-XX – исполнение счетчика в соответствии с конструкторской документацией; ** – поставляется по требованию эксплуатирующей организации в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе № 5 «Описание счетчика и принципа его работы» руководства по эксплуатации ЮТЛИ.422863.YYY-XXРЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 «Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12, п. 6.13);

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

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

ЮТЛИ.422863.002ТУ «Счетчики электрической энергии трехфазные ПУЛЬСАР. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие
«ТЕПЛОВОДОХРАН»

(ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»)

Адрес юридического лица: 390027, г. Рязань, ул. Новая, д.51в, литера Ж, неж. пом. Н2
ИНН 6230028315

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие
«ТЕПЛОВОДОХРАН»

(ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»)

ИНН 6230028315

Адрес: 390027, г. Рязань, ул. Новая, д.51в, литера Ж, неж. пом. Н2

Испытательный центр

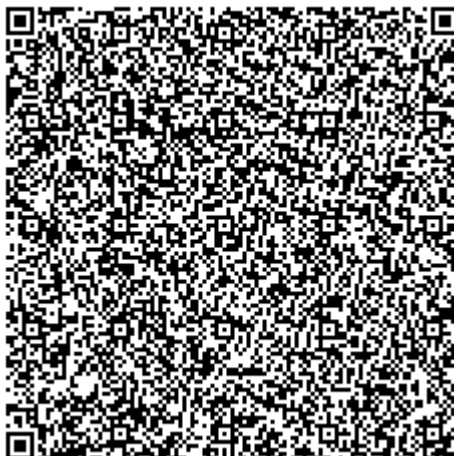
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново
Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60,
помещение № 1 (комнаты № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещение № 2 (комната 15)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019



Регистрационный № 97075-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерения усилий 72.30.0300.00

Назначение средства измерений

Система измерения усилий 72.30.0300.00 (далее – СИУ) предназначена для измерения силы тяги, развиваемой ракетными двигателями.

Описание средства измерений

СИУ представляет собой силоизмерительное устройство следящего статического уравнивания с силовой компенсацией измеряемого усилия. Усилие, развиваемое изделием, поворачивает коромысло подвески вокруг оси подвески. При повороте коромысла подвески изменяется положение датчика перемещения (Холла) относительно магнита и, как следствие, напряженность магнитного поля датчика. Возникающий электрический сигнал с датчика перемещения поступает на усилитель СИУ, усиливается и в виде тока компенсации подается в компенсирующую рамку, находящуюся в поле постоянного магнита. Возникающее при этом уравнивающее усилие противодействует усилию, развиваемому изделием, и препятствует дальнейшему повороту коромысла. В случае уменьшения или увеличения измеряемого усилия соответственно изменяется угол поворота коромысла подвески, положение датчика, компенсирующий ток и компенсирующее усилие.

Конструктивно СИУ состоит из:

- неподвижная часть – верхняя опора, закреплённая на обечайке вакуумной камеры. К верхней опоре вертикально крепится подвес СИУ, выполненный из стальной капиллярной трубы,

- подвижная часть СИУ – коромысло (маятниковый подвес), выполненной в виде алюминиевого профиля с грузами противовесами. На одном конце коромысла устанавливается (на первом или втором рабочем месте) испытываемое изделие (двигатель). На другом конце коромысла расположена пластина демпфера компенсатора с компенсационной и тарировочной рамками. Компенсационная и тарировочная рамки расположены в поле магнита компенсатора. Этот магнит жестко закреплен на внутренней стенке вакуумной камеры.

В верхней части в центре компенсатора расположен датчик перемещения. Напротив, датчика на консоли, жестко закрепленной к стенке вакуумной камеры, установлен магнит датчика перемещения.

Для стабилизации коромысла в плоскостях, проходящих через ось подвеса, подвеска снабжена стабилизирующим грузом. Внизу груза расположен шток, на котором закреплен кронштейн с пластиной магнитодинамического демпфера, находящегося в зазоре магнита.

Магнит магнитодинамического демпфера жестко закреплен на внутренней стенке вакуумной камеры. Демпфер служит для стабилизации положения в горизонтальной плоскости и для увеличения затухания круговых колебаний коромысла

Для контроля балансировки консоли по двум углам наклона относительно горизонта применяется двухосевой инклинометр HCR726S-15-M48.

Для проведения монтажных работ на подвеске в вакуумной камере устанавливаются арретиры, фиксирующие коромысло подвески.

- усилитель СИУ 4.30.0270.00, изготовитель АО «ОКБ «Факел», предназначен для усиления электрического сигнала с выхода датчика Холла и передачи его в виде тока уравнивания через выходной шунт в компенсационную рамку, находящуюся в поле постоянного магнита компенсатора;

- пульт управления 4.30.0280.00, изготовитель АО «ОКБ «Факел», предназначен для преобразования тока уравнивания обратной связи в напряжение выходного сигнала СИУ, который поступает на вход измерительного прибора;

- регистратор многоканальный технологический РМТ 59 (регистрационный № 29934-15) оснащён цветным жидкокристаллическим дисплеем и предназначен для отображения результатов измерений силы вектора тяги испытываемого двигателя;

- мультиметр цифровой 34401A (регистрационный номер № 54848-13) изготовитель фирмы Agilent Technologies, Малайзия.

Общий вид механической и электронной части СИУ, размещаемых в вакуумной камере, приведён на рисунке 1, электронных устройств, размещаемых вне вакуумной камеры, – на рисунке 2.

Пломбирование СИУ не предусмотрено.

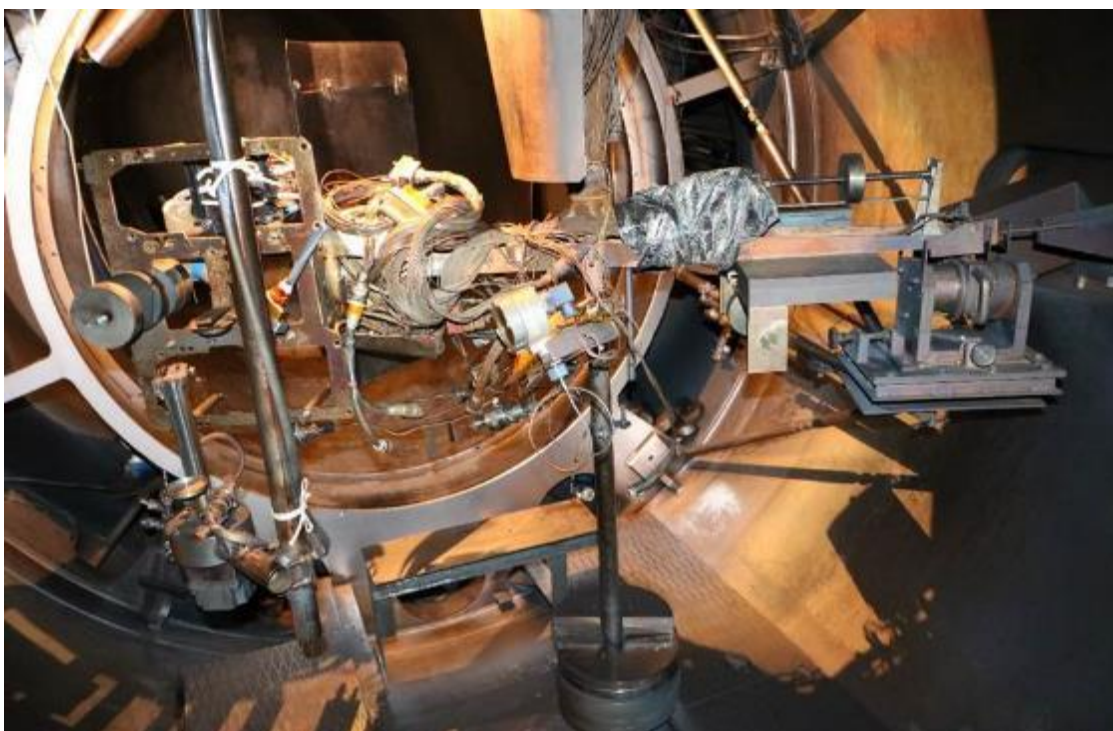


Рисунок 1 – Общий вид СИУ



Усилитель СИУ



Пульт управления



Мультиметр цифровой HP 34401A



PMT59

Рисунок 2 – Общий вид усилителя СИУ, пульта управления, мультиметра цифрового HP 34401A, регистратора многоканального технологического PMT 59

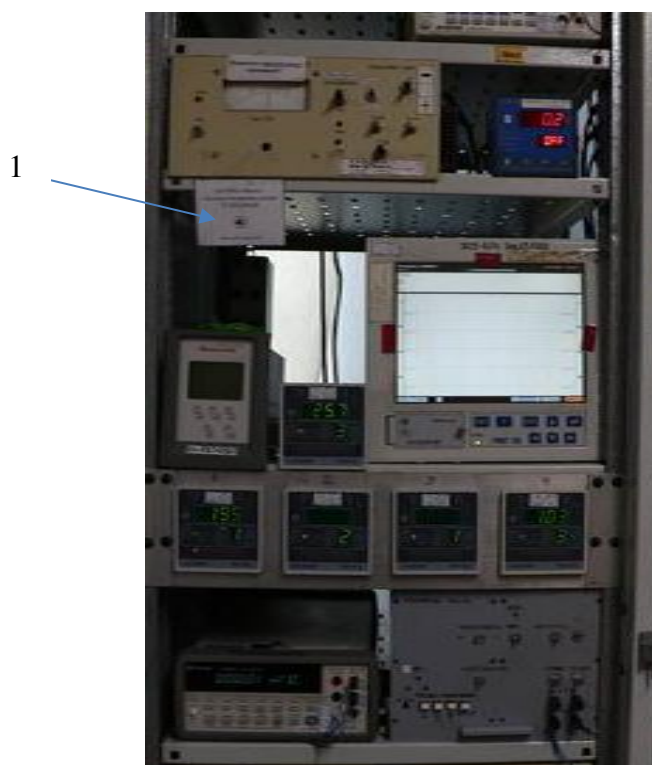


Рисунок 3 Рабочее место станда 33-7-11А
(1–место размещения маркировочной таблички)

К средствам измерений данного типа относится система измерения усилий 72.30.0300.00, с заводским номером: 01.

Маркировочная табличка средства измерений выполнена в виде пластинки, крепится на рабочее место стенда и содержит следующие основные данные:

- торговая марка изготовителя или его полное наименование;
- обозначение типа;
- знак утверждения типа;
- заводской номер (в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр).

Нанесение знака поверки на СИУ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В РМТ 59 предусмотрено внутреннее и внешнее программное обеспечение (ПО).

Внутреннее ПО состоит только из встроенной в РМТ 59 метрологически значимой части ПО. Внутреннее ПО является фиксированным, не загружаемым и может быть изменено только на предприятии-изготовителе.

Уровень защиты внутреннего ПО от преднамеренного и непреднамеренного доступа соответствует уровню «высокий» по рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 – данное ПО защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств.

Внешнее ПО, предназначенное для взаимодействия РМТ 59 с компьютером, не оказывает влияния на метрологические характеристики РМТ 59. Внешнее ПО служит для конфигурирования и получения данных измерений в процессе эксплуатации РМТ. Конфигурирование включает разрешение программирования уставок, установку типа первичного преобразователя, установку нижнего и верхнего пределов диапазона преобразования входного и выходного унифицированного сигнала, возможность установки функции извлечения квадратного корня, установку количества измерений для усреднения, задание сетевого адреса и установку пароля. ПО также предусматривает возможность выдачи текстовых сообщений о состоянии РМТ и возникающих в процессе его работы ошибках и способах их устранения. Для защиты внешнего ПО и измерительной информации от изменения или удаления в случае возникновения случайных или несанкционированных воздействий установлен пароль.

Идентификационные данные программного обеспечения, отображаемые на экране РМТ 59 при его загрузке и при входе в «Главное меню», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	ПО «РМТ_config»
Идентификационное наименование ПО	Ver 4.9.0006(*)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9.0006
Цифровой идентификатор программного обеспечения	не применяется
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	отсутствует
Примечание: (*) и более поздние версии.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерения силы тяги , гс	от 0 до 5,0 от 0 до 10,0
Пределы допускаемой приведённой погрешности к нормирующему значению (пределу) погрешности, %, при измерениях силы тяги в диапазоне измерений	
от 0 до 5,0 гс	$\pm 1,0$
от 0 до 10,0 гс	$\pm 2,5$

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИУ

Наименование характеристики	Значение
Время переходного процесса СИУ при скачкообразном возмущении не превышает, с	60
Мощность, потребляемая от сети усилителем СИУ не более, В·А	7
Рабочие условия эксплуатации вторичной аппаратуры: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа Для частей СИУ, расположенных в вакуумной камере: - давление в вакуумной камере, кПа - температура окружающего воздуха, °С	от + 15 до +35 80 от 86 до 106 от $1,33 \cdot 10^{-7}$ до 106 от +15 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа 72.30.0300.00РЭ «Система измерения усилий 72.30.0300.00. Руководство по эксплуатации» и документа 72.30.0300.00ФО «Система измерения усилий 72.30.0300.00. Формуляр» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИУ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерения усилий 72.30.0300.00	72.30.0300.00	1 шт.
Руководство по эксплуатации	72.30.0300.00РЭ	1 шт.
Формуляр	72.30.0300.00ФО	1 шт.
Методика поверки	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Подготовка СИУ к использованию» документа 72.30.0300.00РЭ «Система измерения усилий 72.30.0300.00 Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 04 июля 2022 № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Правообладатель

Акционерное общество «Опытное конструкторское бюро «Факел»
(АО «ОКБ «Факел»)
ИНН 39060390669
Юридический адрес: 236003, г. Калининград, Московский проспект, 181
Телефон/факс: (4012) 46-16-16
Адрес в Интернет: www.fakel-russia.com
Адрес электронной почты: info@fakel-russia.com

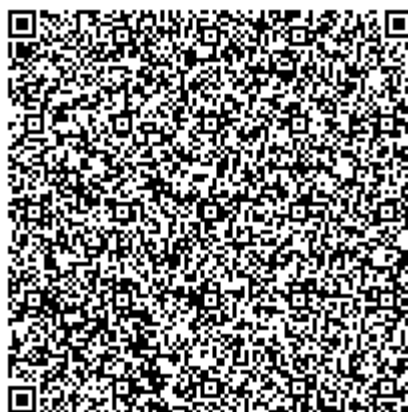
Изготовитель

Акционерное общество «Опытное конструкторское бюро «Факел»
(АО «ОКБ «Факел»)
ИНН 3906390669
Адрес: 236003, г. Калининград, Московский проспект, 181
Телефон/факс: +7 (4012) 46-16-16
Адрес в Интернет: www.fakel-russia.com
Адрес электронной почты: info@fakel-russia.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Опытное конструкторское бюро «Факел»
(АО «ОКБ «Факел»)
ИНН 3906390669
Адрес: 236003, г. Калининград, Московский проспект, 181
Телефон: (4012) 46-16-16
Факс: (4012) 53-84-72
Адрес в Интернет: www.fakel-russia.com
Адрес электронной почты: Guskov@fakel-russia.com

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.310484 от 05.08.2014 г.



Регистрационный № 97076-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вискозиметры ротационные

Назначение средства измерений

Вискозиметры ротационные (далее – вискозиметры) предназначены для измерений динамической вязкости буровых и тампонажных растворов.

Описание средства измерений

Принцип действия вискозиметров основан на измерении напряжения сдвига исследуемого образца по закручиванию торсионной пружины под действием на боб крутящего момента, возникающего при вращении ротора с постоянной частотой. Исследуемая жидкость помещается в кольцевой зазор между бобом и ротором, вращающимся с заданной частотой. Крутящий момент на бобе, возникающий от вязкости исследуемой жидкости, передается а торсионную пружину, по углу закручивания которой, в соответствии с напряжением сдвига, определяется вязкость исследуемой жидкости.

Конструктивно вискозиметры выполнены в виде настольных приборов, состоящих из измерительного блока: торсионной пружины F1, ротора R1, боба B1, вала с диском и нанесенной на него шкалой (для моделей 1101, 1102 и 1103); и основного блока: корпуса основания, включающего в себя подъемную платформу и панель управления, представляющую собой кнопки переключения частоты вращения ротора и экрана, на котором отображается текущее значение частоты вращения ротора. Вискозиметры модели 1101 оснащены термостаканом.

Вискозиметры выпускаются в следующих моделях: 1101, 1102, 1103, 1104, которые отличаются между собой техническими характеристиками. Вискозиметры моделей 1101 и 1103 имеют 6 частот вращения ротора, модели 1102 – 8 значений, модели 1104 – 12 значений. Значение напряжения сдвига для моделей 1101, 1102 и 1103 во время измерений отображается на шкале напряжения сдвига, для модели 1104 – на экране.

Корпус вискозиметров изготавливают из пластика и металлических сплавов, окрашиваемых в цвета в соответствии с технической документацией изготовителя.

Каждый экземпляр вискозиметров имеет серийный номер, расположенный на табличке на корпусе основания вискозиметров. Серийный номер имеет цифровой или буквенно-цифровой формат и наносится гравированием. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид и обозначение места нанесения серийного номера на вискозиметры представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид вискозиметров ротационных и обозначение места нанесения серийного номера

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений динамической вязкости, мПа·с	от 1 до 30 000
Пределы допускаемой приведенной к нормирующему значению погрешности измерений динамической вязкости ¹⁾ , %, в поддиапазонах: – от 1 до 10 мПа·с включ. – св. 10 до 30 000 мПа·с включ.	± 0,4 ± 3,0
¹⁾ Нормирующее значение рассчитывают по формуле $D_k = f \cdot S_k \cdot \theta_{max} \cdot C,$ где C – коэффициент ротор-боб, мПа·с·(об/мин); θ_{max} – максимальное отклонение шкалы напряжения сдвига ($\theta_{max}=300$); f – передаточное число торсионной пружины; S_k – коэффициент скорости при k -ой частоте вращения ротора, (об/мин) ⁻¹ .	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модели			
	1101	1103	1102	1104
Диапазон показаний шкалы напряжения сдвига	от 0 до 300			
Количество частот вращения ротора	6		8	12
Частоты вращения ротора, об/мин	3, 6, 100, 200, 300, 600		3, 6, 30, 60, 100, 200, 300, 600	1, 2, 3, 6, 10, 20, 30, 60, 100, 200, 300, 600

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для модели			
	1101	1103	1102	1104
Габаритные размеры, мм, не более:				
– высота	460		420	500
– ширина	280		280	280
– длина	190		190	200
Масса, кг, не более	10,5		7,5	8,5
Параметры электрического питания:				
– напряжение переменного тока, В	220±11			
– частота переменного тока, Гц	50			
Условия эксплуатации:				
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +30			
– относительная влажность, %	от 20 до 70			

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вискозиметр ротационный	–	1 шт.
Набор ротор-боб	R1B1	1 шт.
Торсионная пружина	F1	1 шт.
Адаптер питания	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Измерение вязкости» документов «Вискозиметры ротационные моделей 1103, 1102. Руководство по эксплуатации», «Вискозиметры ротационные модели 1104. Руководство по эксплуатации», «Вискозиметры ротационные модели 1101. Руководство по эксплуатации».

Применение вискозиметров в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта № 2622 от 05.11.2019 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений вязкости жидкостей»;

Техническая документация Qingdao Chuangmeng Instrument Co., LTD, Китай.

Правообладатель

Qingdao Chuangmeng Instrument Co., LTD, Китай

Адрес: No.7 Wenzhou Road, Shibei District, Qingdao, China

Изготовитель

Qingdao Chuangmeng Instrument Co., LTD, Китай

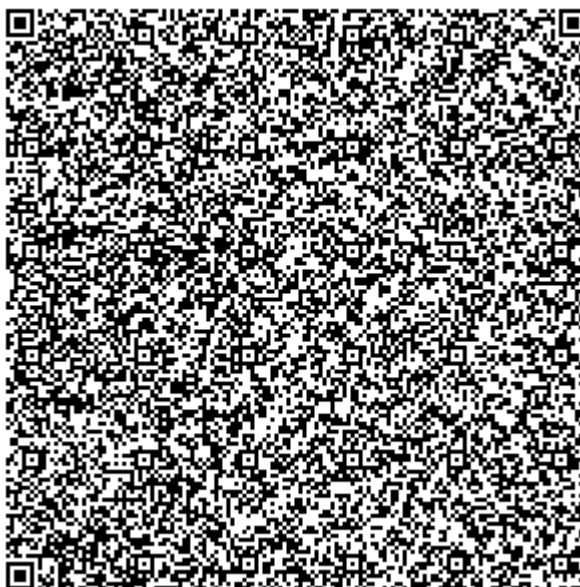
Адрес: No.7 Wenzhou Road, Shibei District, Qingdao, China

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » декабря 2025 г. № 2662

Регистрационный № 97077-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный железобетонный прямоугольный РЖБП-10000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный железобетонный прямоугольный РЖБП-10000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – вертикальный железобетонный прямоугольный, номинальной вместимостью 10000 м³.

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

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

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

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен аэрографическим способом на табличку резервуара (рисунок 3).

Резервуар РЖБП-10000 с заводским номером 2 расположен на территории Электростанции № 1 по адресу: г. Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, д. 76

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

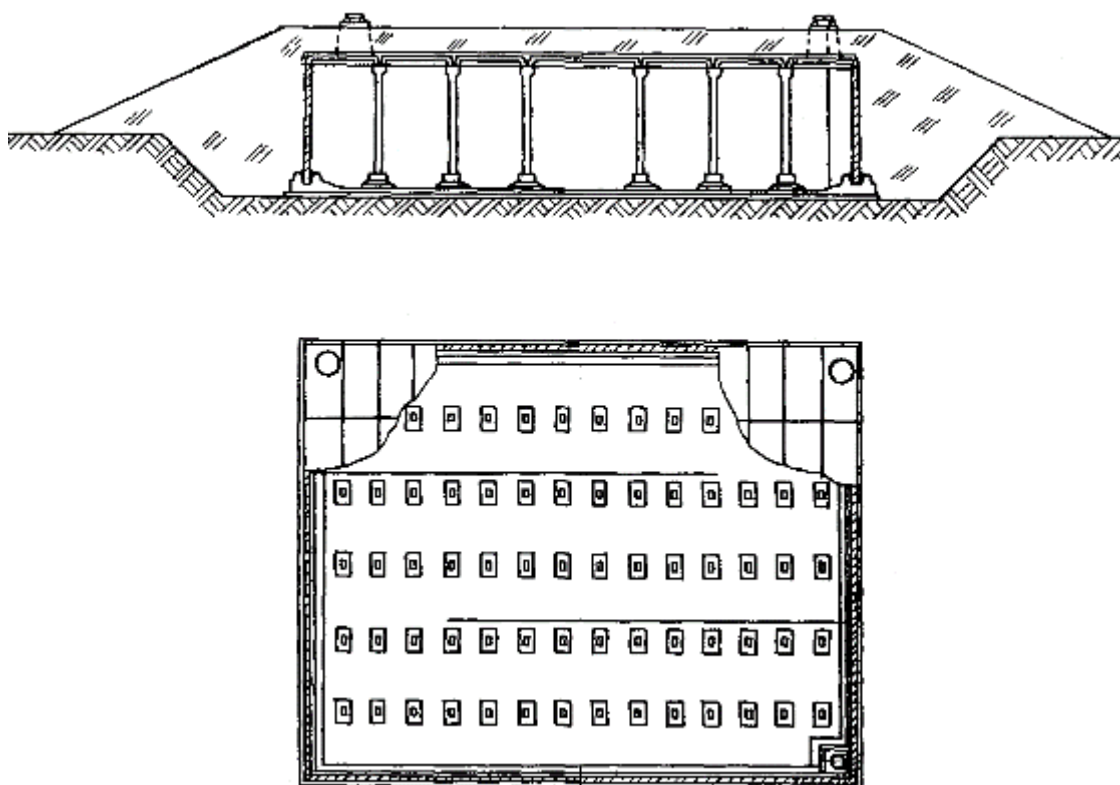


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара РЖБП-10000



Рисунок 2 – Люки резервуара РЖБП-10000 № 2



Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

Пломбирование резервуара РЖБП-10000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

Т а б л и ц а 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	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	30

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 вертикальный железобетонный прямоугольный	РЖБП-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ 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 «Ленинградское строительно – монтажное управление
Севзапэнергомонтаж»
(АО «ЛСМУ Сзэм»)
ИНН 7820008610

Юридический адрес: 196607, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. город Пушкин,
г. Пушкин, ул. Церковная, д. 46, литера А, помещ. 3-н

Изготовитель

Акционерное общество «Ленинградское строительно – монтажное управление
Севзапэнергомонтаж»
(АО «ЛСМУ Сзэм»)
ИНН 7820008610

Адрес: 196607, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. город Пушкин, г. Пушкин, ул. Церковная,
д. 46, литера А, помещ. 3-н

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»

(ООО «МетроКонТ»)

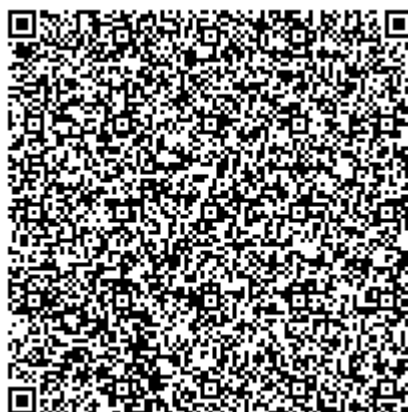
Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 46, пом. 1011

Юридический адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9196969693

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312640



Регистрационный № 97078-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Казанская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Казанская» АО «Самаранефтегаз» (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 (OCTOPUS-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 ЦППН № 1 ДНС «Казанская» АО «Самаранефтегаз» с заводским номером 126088.

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 ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- 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);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) (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 126088 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 50 до 300
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, %: - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 80 % включ. - св. 80 % до 95 % включ.	±4,6 ±10,4 ±41,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - св. 50 % до 70 % включ.	±64,9

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,8 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 880,2 до 930,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 20 до 300
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %	св. 50 до 95 включ.

Продолжение таблицы 4

1	2
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,01 до 0,06
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 300 до 6000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 6
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,8 до 2,0
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 нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Казанская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 126088	—	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 нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 ДНС «Казанская» АО «Самаранефтегаз». 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»

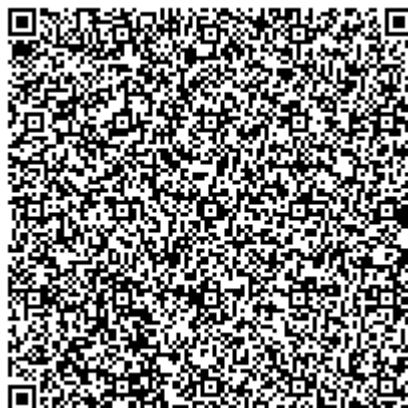
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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 № 97079-25

Лист № 1
Всего листов 69

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированного управления дожимной компрессорной станции ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

Назначение средства измерений

Система измерительная автоматизированного управления дожимной компрессорной станции ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» (далее по тексту – САУ ДКС ПГУ-410) предназначена для измерений значений физических величин (избыточного давления, разности давлений, температуры) с помощью первичных преобразователей, установленных на дожимных компрессорах парогазовой установки, автоматического непрерывного контроля технологических параметров, их визуализации, регистрации и хранения, диагностики состояния технологического оборудования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

Принцип действия САУ ДКС ПГУ-410 заключается в определении параметров технологического процесса по измеренным электрическим величинам, поступающим от первичных измерительных преобразователей. ПЛК измеряют аналоговые унифицированные выходные сигналы измерительных преобразователей, выполняют их аналого-цифровое преобразование, осуществляют преобразование цифровых кодов в значения физических величин технологических параметров, выполняет вычислительные и логические операции, проводят диагностику оборудования, формируют сигналы предупредительной и аварийной сигнализации. А также, по цифровым каналам, передают информацию на АРМ и панели операторов. АРМ обеспечивает отображение параметров технологического процесса, архивных данных, журнала сообщений, сигналов сигнализации, информации о состоянии оборудования САУ ДКС ПГУ-410, настройку сигнализации, выполняют архивирование информации и ее хранение.

САУ ДКС ПГУ-410 конструктивно представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, состоящую из трех уровней, связанных между собой посредством кабельных (проводных) линий связи.

В состав САУ ДКС ПГУ-410 входят следующие локальные управляющие подсистемы (САУ):

- САУ газового дожимного компрессора №1 (ГДК-1);
- САУ газового дожимного компрессора №2 (ГДК-2);
- САУ газового дожимного компрессора №3 (ГДК-3).

В состав САУ ДКС ПГУ-410 входят измерительные каналы (далее – ИК), которые состоят из следующих компонентов:

1) измерительные компоненты – первичные и вторичные измерительные преобразователи (далее – ПИП), серийно выпускаемые, утвержденного типа и имеющие нормированные метрологические характеристики (нижний уровень САУ ДКС ПГУ-410);

2) комплексные компоненты и вычислительные компоненты – выполненные на базе контроллеров программируемых SIMATIC S7-300 (регистрационный № 15772-11), устройств распределенного ввода-вывода на базе модулей аналогового и дискретного ввода-вывода, в которых проходит обработка получаемой информации и формирование команд управления (средний уровень САУ ДКС ПГУ-410);

3) устройства отображения – панели оператора, расположенные на шкафах управления в составе САУ ДКС ПГУ-410 и автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), расположенные на главном щите управления (верхний уровень САУ ДКС ПГУ-410);

4) связующие компоненты – технические устройства и средства связи, используемые для приема и передачи сигналов, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента САУ ДКС ПГУ-410 к другому.

Согласующие устройства, переходные клеммные колодки, модули аналогового и дискретного ввода, промышленный компьютер с периферийными устройствами и соответствующее программное обеспечение образуют блок преобразовательно-вычислительной части (далее - ПВЧ) измерительного канала САУ ДКС ПГУ-410.

САУ ДКС ПГУ-410 обеспечивает выполнение следующих основных функций:

1) измерение и отображение значений физических величин, характеризующих технологический процесс;

2) автоматическая диагностика и отображение состояния технологического оборудования;

3) контроль протекания технологического процесса;

4) формирование журнала сообщений, отображение аварийных, предупредительных, технологических и диагностических системных сообщений и их протоколирование;

5) формирование и отображение сигналов предупредительной, аварийной сигнализации;

6) хранение архивов значений измеренных параметров технологического процесса;

7) выполнение функции защиты оборудования в составе ДКС, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Защита от несанкционированного доступа к техническим средствам из состава САУ ДКС ПГУ-410 обеспечивается наличием ключей для шкафов, в которых располагаются измерительные компоненты системы, и программным контролем доступа (паролем) со стороны АРМ и панелей оператора.

Пломбирование САУ ДКС ПГУ-410 не предусмотрено. Защита от несанкционированного доступа к компонентам САУ ДКС ПГУ-410 обеспечивается наличием специальных ключей для шкафов, содержащих оборудование.

Нанесение знака поверки на САУ ДКС ПГУ-410 не предусмотрено. Заводской номер DKS123 в виде обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу, содержащем ПВЧ САУ ДКС ПГУ-410, а также типографским способом на титульный лист паспорта-формуляра и руководства по эксплуатации.

Программное обеспечение

Метрологически значимой частью программного обеспечения (далее – ПО) САУ ДКС ПГУ-410 является ПО, загружаемое на заводе-изготовителе в постоянную память средств измерений утвержденных типов, применяемых в составе САУ ДКС ПГУ-410 и являющихся компонентами ее измерительных каналов. Встроенное ПО в измерительных модулях программно-технических средств САУ ДКС ПГУ-410 предусматривает запрет несанкционированного изменения структур (настроек) в условиях эксплуатации.

Измерительная информация со всех компонентов измерительного канала в результате преобразований по линиям связи поступает в систему верхнего уровня на АРМ и панель операторов с установленным специализированным ПО.

ПО САУ ДКС ПГУ-410 позволяет оператору выполнять настройки отображения результатов выполненных измерений на мониторах АРМ в графическом и цифровом видах, архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений и при этом не дает доступ к внутренним программным микрокодам измерительных модулей и не позволяет вносить изменения во встроенное программное обеспечение.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	STEP7 Professional
Идентификационное наименование ПО	6ES7822-1AA01-0YA5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V11
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики ИК САУ ДКС ПГУ-410 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК САУ ДКС ПГУ-410

Идентификационный номер в системе (KKS)	Наименование ИК	Наименование и тип СИ, входящих в состав ИК, погрешность в рабочих условиях эксплуатации		Диапазон измерений, единица величины	Пределы допускаемой погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации
		ПИП	ПВЧ		
1	2	3	4	5	6
САУ газового дожимного компрессора №1					
E1EKN10CP001	Давление газа на входе в агрегат	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN10CP002	Разность давлений на клапане стороны всасывания	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN10CP003	Давление газа после всасывающего клапана	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN10CP004	Давление газа на входе в ступень 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKN20CP001	Давление газа на выходе из ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN20CP002	Давление газа на входе в ступень 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN30CP001	Давление газа на выходе из ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN30CP002	Давление газа на входе в ступень 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN40CP001	Давление газа на выходе из ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN40CP002	Давление газа на входе в ступень 4	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKN50CP001	Давление газа на выходе из ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 6 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN60CP002	Давление нагнетания ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN60CP003	Давление газа на выходе из компрессорного агрегата	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN70CP001	Давление в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN62CP001	Разница давлений на фильтре системы газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1QFE30CP002	Давление в системе инструментального воздуха	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1,6 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1PGB10CP001	Давление речной воды на входе	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1PGB20CP001	Давление гликоля на входе в насос (перед фильтром)	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1PGB20CP003	Давление гликоля на входе в насос (после фильтра)	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1PGB20CP002	Давление гликоля на выходе из насоса	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKV10CP001	Давление масла на входе в маслоохладитель	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKV10CP002	Разность давлений на маслофильтре	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,25 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKV15CP001	Давление масла в подающем коллекторе	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW78CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 35 кПа (от 0 до 350 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW80CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 40 кПа (от 0 до 400 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW82CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 45 кПа (от 0 до 450 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW84CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 50 кПа (от 0 до 500 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKW86CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600Т модификации 266, мод. 266DSH $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 60 кПа (от 0 до 600 мбар)	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW20CP001	Разница давлений на фильтре в азотном контуре в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW23CP001	Давление в азотном контуре после редуцирования в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW32CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW32CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKW32CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW33CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW33CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW33CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW34CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKW34CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW34CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW35CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DH $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW35CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW35CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKW36CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW36CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKW36CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E1EKN63CT201	Температура газа после байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ } ^\circ\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ } ^\circ\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^\circ\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ } ^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН10СТ201	Температура газа на входе в ступень 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН20СТ201	Температура газа на выходе из ступени 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН20СТ202	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН30СТ201	Температура газа на выходе из ступени 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН30СТ202	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН40СТ201	Температура газа на выходе из ступени 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН40СТ202	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН50СТ201	Температура газа на выходе из ступени 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKN60CT202	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 160 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1PGB10CT201	Температура речной воды на входе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1PGB20CT201	Температура гликоля на выходе насоса	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 0,42 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 60 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,53 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1PGB31CT201	Температура гликоля на входе в пластинчатый охладитель	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1PGB22CT201	Температура гликоля на выходе из маслоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1PGB22CT202	Температура гликоля на выходе из охладителя главного электродвигателя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1PGB24CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 1-2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1PGB26CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 2-3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1PGB28CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 3-4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1PGB30CT201	Температура гликоля на выходе из байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E1EKV01CT201	Температура в маслобаке	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E1EKV15CT201	Температура масла в подающем коллекторе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН20СТ002	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН30СТ002	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Е1ЕКН40СТ002	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Е1ЕКН60СТ002	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
САУ газового дожимного компрессора №2					
E2EKN10CP001	Давление газа на входе в агрегат	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN10CP002	Разность давлений на клапане стороны всасывания	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN10CP003	Давление газа после всасывающего клапана	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN10CP004	Давление газа на входе в ступень 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN20CP001	Давление газа на выходе из ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH, $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN20CP002	Давление газа на входе в ступень 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN30CP001	Давление газа на выходе из ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN30CP002	Давление газа на входе в ступень 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN40CP001	Давление газа на выходе из ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN40CP002	Давление газа на входе в ступень 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN50CP001	Давление газа на выходе из ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 6 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN60CP002	Давление нагнетания ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN60CP003	Давление газа на выходе из компрессорного агрегата	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$, Рег. № 67279-17		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN70CP001	Давление в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN62CP001	Разница давлений на фильтре системы газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2QFE30CP002	Давление в системе инструментального воздуха	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1,6 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2PGB10CP001	Давление речной воды на входе	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2PGB20CP001	Давление гликоля на входе в насос (перед фильтром)	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2PGB20CP003	Давление гликоля на входе в насос (после фильтра)	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2PGB20CP002	Давление гликоля на выходе из насоса	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKV10CP001	Давление масла на входе в маслоохладитель	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKV10CP002	Разность давлений на маслофильтре	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,25 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKV15CP001	Давление масла в подающем коллекторе	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW78CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 35 кПа (от 0 до 350 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW80CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 40 кПа (от 0 до 400 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW82CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 45 кПа (от 0 до 450 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW84CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 50 кПа (от 0 до 500 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKW86CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 60 кПа (от 0 до 600 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW20CP001	Разница давлений на фильтре в азотном контуре в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW23CP001	Давление в азотном контуре после редуцирования в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW32CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW32CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKW32CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW33CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW33CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW33CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW34CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKW34CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW34CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW35CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DH $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW35CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW35CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKW36CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW36CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKW36CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E2EKN63CT201	Температура газа после байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ } ^\circ\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ } ^\circ\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^\circ\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ } ^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN10CT201	Температура газа на входе в ступень 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN20CT201	Температура газа на выходе из ступени 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN20CT202	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN30CT201	Температура газа на выходе из ступени 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN30CT202	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN40CT201	Температура газа на выходе из ступени 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN40CT202	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN50CT201	Температура газа на выходе из ступени 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN60CT202	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 160 °C	Абсолютная: $\pm 1,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2PGB10CT201	Температура речной воды на входе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2PGB20CT201	Температура гликоля на выходе насоса	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,42 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 60 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,53 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2PGB31CT201	Температура гликоля на входе в пластинчатый охладитель	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2PGB22CT201	Температура гликоля на выходе из маслоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2PGB22CT202	Температура гликоля на выходе из охладителя главного электродвигателя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2PGB24CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 1-2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2PGB26CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 2-3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2PGB28CT201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 3-4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2PGB30CT201	Температура гликоля на выходе из байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKV01CT201	Температура в маслобаке	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKV15CT201	Температура масла в подающем коллекторе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN20CT002	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN30CT002	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E2EKN40CT002	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
E2EKN60CT002	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
САУ газового дожимного компрессора №3					
ЕЗЕКН10СР001	Давление газа на входе в агрегат	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН10СР002	Разность давлений на клапане стороны всасывания	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264ДС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН10СР003	Давление газа после всасывающего клапана	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН10СР004	Давление газа на входе в ступень 1	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН20СР001	Давление газа на выходе из ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН20СР002	Давление газа на входе в ступень 2	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН30СР001	Давление газа на выходе из ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600Т модификации 266, мод. 266НСН $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН30СР002	Давление газа на входе в ступень 3	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН40СР001	Давление газа на выходе из ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600Т модификации 266, мод. 266НСН $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН40СР002	Давление газа на входе в ступень 4	Преобразователи давления измерительные 2600Т модификации 266, мод. 266НСН $\gamma = \pm 0,2 \%$ Рег. № 67279-17		от 0 до 4 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН50СР001	Давление газа на выходе из ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 6 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН60СР002	Давление нагнетания ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН60СР003	Давление газа на выходе из компрессорного агрегата	Преобразователи давления измерительные 2600Т модификации 266, мод. 266НСН $\gamma = \pm 0,2 \%$, Рег. № 67279-17		от 0 до 10 МПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН70СР001	Давление в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 2,5 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН62СР001	Разница давлений на фильтре системы газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264ДС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗQFE30СР002	Давление в системе инструментального воздуха	Преобразователи давления измерительные 2600Т мод. 264НС $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1,6 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E3PGB10CP001	Давление речной воды на входе	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E3PGB20CP001	Давление гликоля на входе в насос (перед фильтром)	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E3PGB20CP003	Давление гликоля на входе в насос (после фильтра)	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E3PGB20CP002	Давление гликоля на выходе из насоса	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E3EKV10CP001	Давление масла на входе в маслоохладитель	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
E3EKV10CP002	Разность давлений на маслофильтре	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,25 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
E3EKV15CP001	Давление масла в подающем коллекторе	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1\%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7\%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 0,4 МПа	Приведенная: $\pm 0,71\%$ от ДИ ¹⁾
E3EKW78CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1\%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 35 кПа (от 0 до 350 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71\%$ от ДИ ¹⁾
E3EKW80CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1\%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 40 кПа (от 0 до 400 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71\%$ от ДИ ¹⁾
E3EKW82CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1\%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 45 кПа (от 0 до 450 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71\%$ от ДИ ¹⁾
E3EKW84CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1\%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 50 кПа (от 0 до 500 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71\%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКW86CF001	Расход в системе газовых уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 60 кПа (от 0 до 600 мбар)	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW20CP001	Разница давлений на фильтре в азотном контуре в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 0,1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW23CP001	Давление в азотном контуре после редуцирования в системе газовых уплотнений	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 1 МПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW32CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW32CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКW32CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 1	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW33CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW33CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW33CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW34CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКW34CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW34CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 3 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW35CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 4	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 266, мод. 266HSH $\gamma = \pm 0,2 \%$, Рег. № 67279-17		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,73 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW35CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW35CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 4 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКW36CP001	Давление на выходе из уплотнений ступени 5	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264HS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ Рег. № 15772-11	от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW36CP002	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 2	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКW36CP003	Разница давлений на сужающем устройстве на выходе из уплотнений ступени 5 датчик 3	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 264DS $\gamma = \pm 0,1 \%$ Рег. № 25931-06		от 0 до 150 кПа	Приведенная: $\pm 0,71 \%$ от ДИ ¹⁾
ЕЗЕКН63СТ201	Температура газа после байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ } ^\circ\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ } ^\circ\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^\circ\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ } ^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН10СТ201	Температура газа на входе в ступень 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН20СТ201	Температура газа на выходе из ступени 1	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН20СТ202	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН30СТ201	Температура газа на выходе из ступени 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН30СТ202	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН40СТ201	Температура газа на выходе из ступени 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН40СТ202	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН50СТ201	Температура газа на выходе из ступени 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,84 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 120 °C	Абсолютная: $\pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН60СТ202	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 160 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗРГВ10СТ201	Температура речной воды на входе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗРГВ20СТ201	Температура гликоля на выходе насоса	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 0,42 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 60 °C	Абсолютная: $\pm 0,53 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗРГВ31СТ201	Температура гликоля на входе в пластинчатый охладитель	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \text{ } \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 °C	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗРGB22СТ201	Температура гликоля на выходе из маслоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗРGB22СТ202	Температура гликоля на выходе из охладителя главного электродвигателя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗРГВ24СТ201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 1-2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗРГВ26СТ201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 2-3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗРГВ28СТ201	Температура гликоля на выходе из газоохладителя ступеней 3-4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗРГВ30СТ201	Температура гликоля на выходе из байпасного газоохладителя	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКV01СТ201	Температура в маслобаке	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКV15СТ201	Температура масла в подающем коллекторе	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от 0 до 100 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 0,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН20СТ002	Температура газа на входе в ступень 2	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН30СТ002	Температура газа на входе в ступень 3	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331- 7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 $^{\circ}\text{C}$	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ЕЗЕКН40СТ002	Температура газа на входе в ступень 4	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ЕЗЕКН60СТ002	Температура газа на выходе из ступени 5	Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, мод. TSP331 Рег. № 69355-17 Преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа TTF мод. TTF300 Рег. № 42427-09 $\Delta_{\text{ПИП}} = \pm 0,65 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Контроллеры программируемые Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-7KF02-0AB0 $\gamma = \pm 0,7 \%$ ($\Delta = \pm 1,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$) Рег. № 15772-11	от -50 до +200 °C	Абсолютная: $\pm 1,54 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

¹⁾ - диапазон измерений

П р и м е ч а н и е :

1) Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК определены как $\gamma_{ИК} = \pm \sqrt{\gamma_{ПИП}^2 + \gamma_{ПВЧ}^2}$, $\gamma_{ПВЧ}$ - нормирована с учетом преобразования измеренных значений силы постоянного тока в единицы физических величин

2) Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК определены как $\Delta_{ИК} = \pm \sqrt{\Delta_{ПИП}^2 + \Delta_{ПВЧ}^2}$, $\Delta_{ПВЧ}$ - нормирована с учетом преобразования измеренных значений силы постоянного тока в единицы физических величин

3) Согласно описанию типа на термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp (Рег. № 69355-17) $\Delta_{ПИП} = \sqrt{\Delta_{ТС}^2 + \Delta_{ИП}^2}$,

где

$\Delta_{ТС}$ – отклонение от НСХ (в температурном эквиваленте) термопреобразователя сопротивления, °С;

$\Delta_{ИП}$ – предел допускаемой погрешности измерительного преобразователя, приведенный в описании типа на преобразователи температурные измерительные для полевого монтажа ТТФ (Рег. № 42427-09)

Таблица 3 – Основные технические характеристики САУ ДКС ПГУ-410

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питающей сети переменного тока, В	от 187 до 242
Частота питающей сети переменного тока, Гц	50
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °С - относительная влажность воздуха без конденсации, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 90 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система измерительная автоматизированного управления дожимной компрессорной станции ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	САУ ДКС ПГУ-410, зав. № DKS123	1 компл.
Руководство по эксплуатации	DKS123.РЭ	1 шт.
Паспорт-формуляр	DKS123.ПФ	1 шт.
Методика поверки	-	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении 1 документа DKS123.РЭ «Система измерительная автоматизированного управления дожимной компрессорной станции ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
ИНН 2312159262

Юридический адрес: 350911, Краснодарский Край, г. Краснодар, ул. Трамвайная, д. 13
Телефон (факс): (861) 237-13-14, 237-16-47
E-mail: krtec@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)

ИНН 2312159262

Адрес: 350911, Краснодарский Край, г. Краснодар, ул. Трамвайная, д. 13

Телефон (факс): (861) 237-13-14, 237-16-47

E-mail: krtec@lukoil.com

Испытательный центр

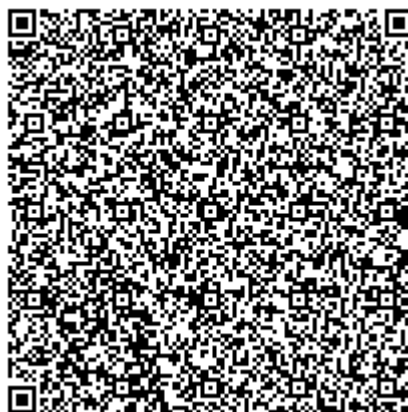
Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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

Телефон (факс): (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

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



Регистрационный № 97080-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Ново-Лабинская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Ново-Лабинская (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), АРМы, расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы электронных счетчиков электроэнергии, где производится измерение мгновенных

и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Сервер сбора АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 02. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и формат нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Наименование метрологически значимого программного модуля ПО	DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав измерительных каналов ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская – Хатукай (резерв) ЗРУ-35 кВ, яч. № 106	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская - Т-3 ПС 35/10 АГНКС 1 цепь (резерв) ЗРУ-35 кВ, яч. № 103	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
4.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская - Усть Лабинская 2 ЗРУ-35 кВ, яч. № 202	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
5.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская – Сельхозтехника ЗРУ-35 кВ, яч. № 205	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская – Т-4 ПС 35/10 АГНКС 2 цепь (резерв) ЗРУ-35 кВ, яч. № 207	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
8.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская - Откормбаза ЗРУ-35 кВ, яч. № 102	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
9.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская - Васюринская (резерв) ЗРУ-35 кВ, яч. № 107	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		
10.	ПС 220 кВ Ново-Лабинская – Сахарный завод (резерв) ЗРУ-35 кВ, яч. № 206	ТОЛ-НТЗ-35 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300.255SU КТ 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18		

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm \delta_{\text{осн}}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm \delta_{\text{сумм}}$, %
1, 2, 4-6, 8-10	активная реактивная	1,0 2,6	2,9 4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm \Delta$), с			5,0
П р и м е ч а н и я: 1 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве показателей точности указаны границы интервала допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$ ($\sin \varphi = 0,6$), $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от плюс 5 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С, в месте расположения: - ТТ и ТН - счетчиков, УСПД - сервера, УССВ - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от +18 до +24 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: УССВ комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 72 55000 10000

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: суточных данных о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45
ИВК: результаты измерений, состояние объекта и средств измерений, лет, не менее	10
	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5:

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	24
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-35	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	8
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ - 01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-формуляр	КЭР.411711.02.2025.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Ново-Лабинская», аттестованном ООО «Комплексные энергетические решения», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312835 от 29.11.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения»
(ООО «Комплексные энергетические решения»)

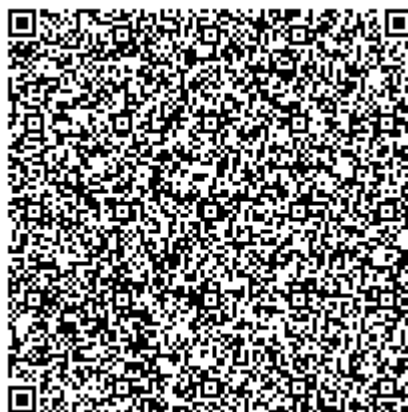
Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев переулок, д.15, корп. 1, пом. I, комн. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.312835



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » декабря 2025 г. № 2662

Регистрационный № 97081-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-20000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСП-20000 (далее – РВСП) предназначены для измерения объёма жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости объёма жидкости, находящейся в резервуаре от уровня его наполнения.

РВСП представляют собой закрытые вертикальные цилиндрические сосуды со стационарной крышей, оснащённые дыхательными клапанами, замерными люками, люк-лазами, приёмо-раздаточными патрубками, приборами контроля и сигнализации и понтоном.

Место расположения РВСП, заводские номера 13 и 14: Урайское УМН, ЛПДС «Конда».

Заводские номера, в виде цифрового обозначения, нанесены на стенки резервуаров методом аэрографии. Нанесение знака поверки на РВС не предусмотрено. Пломбирование РВС не предусмотрено.

Общий вид РВСП представлен на рисунках 1 – 2.



Рисунок 1 – Общий вид РВСП-20000, номер 13



Рисунок 2 – Общий вид РВСП-20000, номер 14

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, % (геометрический метод)	± 0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Таблица 3 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	50

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-20000	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 «Измерение объёма жидкости в резервуаре» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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-Сибирь»
(АО «Транснефть-Сибирь»)
ИНН 7201000726
Юридический адрес: 625027, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Сибирь»
(АО «Транснефть-Сибирь»)
ИНН 7201000726
Адрес: 625027, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 139

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
Адрес: 625027, Тюменская область, г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 500-532
Web-сайт: <https://тцсм.рф>
E-mail: info@csm72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311495



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » декабря 2025 г. № 2662

Регистрационный № 97082-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУКОЙЛ-КМН»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УССВ-2 (далее-УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИБК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИБК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИБК раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают синхронизацию времени с национальной шкалой времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИБК, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИБК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИБК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИБК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИБК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 01/25 указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ- 15 кВ, 1 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-160	ТПУ 5 50/5, КТ 0,5 Рег. № 36416-07	ТJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УССБ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИБК
2	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ- 15 кВ, 1 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-166	ТПУ 5 20/5, КТ 0,5 Рег. № 36416-07	ТJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
3	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ- 15 кВ, 2 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-161	ТПУ 5 50/5, КТ 0,5 Рег. № 36416-07	ТJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
4	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т1	ТПУ 4 400/5, КТ 0,5 Рег. № 17085-98	ТJP 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
5	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т2	ТПУ 4 400/5, КТ 0,5 Рег. № 17085-98	ТJP 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
6	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЩСН 0,4 кВ ОПУ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
7	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЩСН 0,4 кВ ОПУ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-301	ТОЛ-НТЗ 50/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК
9	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
10	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЩСН 0,4 кВ ОПУ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
11	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-306	IGW 50/5, КТ 0,5 Рег. № 25568-08	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
12	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-304	IGW 50/5, КТ 0,5 Рег. № 25568-08	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
13	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
14	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЩСН 0,4 кВ ОПУ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
15	ПС 110 кВ Ладушкин, КРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, яч.104, КВЛ 15 кВ 15-280	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 15750:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	CE 308 S31.503.OAA.SYUVJLFZ КТ 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ Ладушкин, КРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, яч.206, КВЛ 15 кВ 15-284	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 15750:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	CE 308 S31.503.OAA.SYUVJLFZ КТ 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УССБ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК
17	ТП 23-6 15 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
18	ТП 59-13 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
19	ТП 59-17 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 У3 400/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
20	ТП 148-2 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
21	ТП 148-22 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5 Рег. № 64182-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
22	ТП 12-29 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
23	ТП 123-7 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
24	ТП 75-11 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
25	ТП 75-14 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66У3 50/5, КТ 0,5S Рег. № 40473-17	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ТП 25-32 15 кВ, РЩ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИБК
27	ТП 25-5 15 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП М-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 Рег. № 59924-15	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
28	ТП 56-13 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП-0,66 300/5, КТ 0,5 Рег. № 64182-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
29	ТП 56-25 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5 Рег. № 64182-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
30	ТП 210-08 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП М-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 Рег. № 59924-15	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
31	ТП 210-27 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТШП-0,66 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 47957-11	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
32	КТПН 24-13 15 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП М-0,66 У3 600/5, КТ 0,5 Рег. № 59924-15	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
33	ТП 299-04 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 58386-14	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
34	ТП 299-09 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5 Рег. № 58386-14	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
35	ТП 200-12 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 200/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-11	-	Меркурий 234 ARTM2- 03 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	ТП 200-13 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GS-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	УССБ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИБК
37	ТП 210-26 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-11	-	A1805RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
38	ТП 256-32 15 кВ, Ввод 15 кВ Т-1	ТПУ 50.11 20/5, КТ 0,5S Рег. № 51368-12	TJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RALQ-P4GE- DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
39	ТП 256-32 15 кВ, Ввод 15 кВ Т-2	ТПУ 50.11 20/5, КТ 0,5S Рег. № 51368-12	TJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RALQ-P4GE- DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
40	ПС 110 кВ О-27 Муромская, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, КЛ 15 кВ 15-154 в сторону НСП Романово	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
41	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, КЛ 15 кВ	ТПУ 5 200/5, КТ 0,5 Рег. № 36416-07	TJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
42	ПС 110 кВ О-33 Красноборская, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, КЛ 15 кВ	ТПУ 5 100/5, КТ 0,5 Рег. № 36416-07	TJP 5.0 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51401-12	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
43	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-26	ТЛО-24 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36292-11	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
44	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-310	ТЛО-24 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36292-11	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
45	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-12	ТЛО-24 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36292-11	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИБК
46	ПС 110 кВ О-43 Ушаковская, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15-309	ТЛО-24 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36292-11	UGE 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55007-13	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
47	ТП 166-3 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	Т-0,66 УЗ 150/5, КТ 0,5 Рег. № 71031-18	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
48	ТП 280-10 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону СНТ Волна	ТТИ 200/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
49	ТП 306-7 15 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
50	ВРУ-0,22 кВ Соколова, Ввод 0,22 кВ	-	-	TE1000.00.12.00 КТ 1,0/1,0 Рег. № 82562-21	
51	ВРУ-0,22 кВ Цыпленков, Ввод 0,22 кВ	-	-	TE1000.00.12.00 КТ 1,0/1,0 Рег. № 82562-21	
52	ПКУ 15 кВ, оп.163-1а, отпайка от ВЛ 15 кВ 15-161 в сторону ТП 161-3 15 кВ, ТП 161-8 15 кВ оп.163-1а, ПКУ 15 кВ	ТЛО-24 10/5, КТ 0,5S Рег. № 36292-11	ЗНОЛП-ЭК-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2- 00 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
53	ПКУЭ 15 кВ, ВЛ 15 кВ 15- 365	ТОЛ-НТЗ-20 10/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-20 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
54	ПС 110 кВ Рощино, ОРУ 110 кВ, ввод Т- 1 110 кВ	TG145N1 300/5, КТ 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИБК
55	ПС 110 кВ Рощино, ОРУ 110 кВ, ввод Т- 2 110 кВ	TG145N1 300/5, КТ 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
56	ТП 280-4 15 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ БССС	-	-	A1140-10-RAL-SW-4П КТ 1,0/2,0 Рег. № 33786-07	
57	ТП 304-1А 15 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т	ТТН 40 500/5, КТ 0,5S Рег. № 90448-23	-	CE 308 S31.543.OAG.SYUVJLF Z GS01 КТ 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
58	ТП 306-1 15 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, фидер №6 0,4 кВ, КВЛ 0,4 кВ АО ЖБИ Воробьево	ТТН 30 300/5, КТ 0,5 Рег. № 75345-19	-	CE 308 S31.543.OAG.SYUVJLF Z GS01 КТ 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-5, 9, 11-13, 41, 42	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
6, 7, 17, 18, 21-24, 27-37, 47-49	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,1 5,1
8, 38-40, 43-46, 52	Активная Реактивная	1,1 2,7	2,2 3,7
10, 14, 19, 20, 25, 26	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,1 3,6
15, 16	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,2 2,7
50, 51	Активная Реактивная	1,1 1,1	3,0 2,9
53	Активная Реактивная	1,0 2,6	1,7 2,7
54, 55	Активная Реактивная	0,4 1,1	1,0 1,7
56	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,0 5,8
57	Активная Реактивная	0,9 2,1	2,1 2,6
58	Активная Реактивная	0,9 2,1	3,1 4,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			±5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	58
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110

Продолжение таблицы 4

1	2
- ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	- от 1(2) до 120 - от 0,5_{инд.} до 1_{емк} - от 49,6 до 50,4 - от -40 до +40 - от +5 до +35 - от +10 до +30 - от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - Альфа А1140 (рег. 33786-07) - Альфа А1800 (рег. № 31857-11, рег. № 31857-20) - Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - СЕ 308 (рег. № 59520-14) - ТЕ1000 (рег. № 82562-21) УССВ-2 (рег. № 54074-13): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 150000 120000 320000 220000 220000 74500 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12, рег. № 36697-17) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут - ТЕ1000 (рег. № 82562-21) - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее - Альфа А1140 (рег. 33786-07) - данных по 4 каналам при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее - Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 60 минут, сут - СЕ308 (рег. № 59520-14) - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 113 112 123 90 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	IGW	4
	TG145N1	6
	TPU 4	6
	TPU 5	15
	TPU 50.11	6
	T-0,66 УЗ	9
	ТЛМ-10	4
	ТЛО-24	11
	ТОЛ-НТЗ	12
	ТОЛ-НТЗ-20	3
	ТОП-0,66	42
	ТОП-0,66УЗ	3
	ТТИ	3
	ТТН 30	3
	ТТН 40	3
	ТШП М-0,66 УЗ	9
	ТШП-0,66	18
Трансформатор напряжения	TJP	6
	TJP 5.0	14
	TVI145	6
	UGE	12
	ЗНОЛ(П)-НТЗ	6
	ЗНОЛ.06	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-20	3
	ЗНОЛП-ЭК-15	1
Счетчик электрической энергии	A1140-10-RAL-SW-4П	1
	A1805RAL-P4GB-DW-4	42
	A1805RAL-P4GS-DW-4	1
	A1805RALQ-P4G-DW-4	1
	A1805RALQ-P4GE-DW-4	2
	CE 308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01	2
	CE 308 S31.503.OAA.SYUVJLFZ	2
	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	1
	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.G	1
	СЭТ-4ТМ.03М	3
	TE1000.00.12.00	2
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/365/25	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУКОЙЛ-КМН». МВИ 26.51/365/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»
(ООО «ЛУКОЙЛ-КМН»)

ИНН 3900004998

Юридический адрес: 236039, Калининградская область, г. Калининград, ул. Киевская,

д.23

Телефон: 8 (4012) 68-00-22

E-mail: kmn@kld.lukoil.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, этаж 2 пом II ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. №1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560



Регистрационный № 97083-25

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ» (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 (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), приемник временной синхронизации (ПВС) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, серверное оборудование (сервер опроса и сервер базы данных (далее – сервер)) АО «СУЭНКО», программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, 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.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется 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 средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

Сравнение показаний часов УСПД с ПВС осуществляется в автоматическом режиме по протоколу NTP не реже 1 раза в час. Корректировка часов УСПД производится при расхождении часов УСПД с часами ПВС более $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с часами УСПД более ± 1 с.

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 не менее ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера 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 «АИИС-КТЭЦ» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6C13139810A85B44F78E7E5C9A3EDB93
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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэ нергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД / ПВС			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 1, ввод 10 кВ ТГ-4	ТПШФ Кл. т. 0,5 5000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
2	Курганская ТЭЦ, ТГ-5 10 кВ	ТПШФ Кл. т. 0,5 5000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	НТМИ-10 УЗ Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
3	Курганская ТЭЦ, ТГ-6 10 кВ	ТШВ-15 Кл. т. 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
4	Курганская ТЭЦ, ТГ-7 10 кВ	ТШЛ20Б-1 Кл. т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Курганская ТЭЦ, ТГ-8 10 кВ	ТШВ15 Кл. т. 0,2 8000/5 Рег. № 5718-76 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
6	Курганская ТЭЦ, ТГ-9 10 кВ	ТШВ15Б Кл. т. 0,2 8000/5 Рег. № 5719-76 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
7	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-1 ТГ-6	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
8	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-2 ТГ-6	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
9	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-3 ТГ-7	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
10	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-4 ТГ-8	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-5 ТГ-9	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
12	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ РТСН № 1	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
13	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ РТСН № 3	ТФНД-110М-II Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 76445-19 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 87900-23 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
14	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ Т-3	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
15	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
16	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 8	ТПШФ Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 11	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
18	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 16	ТПШФ Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
19	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 18	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: В; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
20	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 26	ТПШФ Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
21	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 27	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 32	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
23	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 38	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
24	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,5	3,4
25	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,5	3,4
26	ПС 110 кВ КАВЗ, III с.ш. 10 кВ, яч. 31	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
27	ПС 110 кВ КАВЗ, III с.ш. 10 кВ, яч. 33	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 37	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
29	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 63	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
30	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 41	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
31	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 1226	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
32	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Насосной осветленной воды, яч. 3	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
33	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Циркнасосной № 1, яч. 11	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пиковой котельной, п. 20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
35	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пиковой котельной, п. 22	ТТИ-А Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
36	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгрузустройства , п. 20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
37	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгрузустройства , п. 22	ТТЭ-А Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 67761-17 Фазы: А; В ТТИ-А Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
38	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 6	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 31	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
40	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 16	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16		Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 24, 25, 38 – 40 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 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 ПВС и УСПД на аналогичные утвержденного типа, а также замена сервера 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	40
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 24, 25, 38 – 40 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 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 №№ 24, 25, 38 – 40 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -5 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: 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 ПВС: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 90000 2 75000 24 75000 2 75000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, 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 сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника 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 сервера:
 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;
 сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 счетчиков электрической энергии;
 УСПД;
 сервера.

Возможность коррекции времени в:
 счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 УСПД (функция автоматизирована);
 сервере (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	ТПШФ	12
Трансформаторы тока шинные	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТШВ15	3
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	15
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-П	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	5
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ-А	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	9
Счетчики электрической энергии multifunctional	СЭТ-4ТМ.03	17

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Приемники временной синхронизации	NVS-GNSS-MTA	1
Серверы	—	2
Паспорт-формуляр	55181848.422222. 055.01 ПФ	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «АИИС-КТЭЦ», 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 «Сибирско-Уральская энергетическая компания»

(АО «СУЭНКО»)

ИНН 7205011944

Юридический адрес: 625023, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Одесская, д. 27

Телефон: (3452) 65-23-59, 65-24-59

Web-сайт: www.suenco.ru

E-mail: office@suenco.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибирско-Уральская энергетическая компания»

(АО «СУЭНКО»)

ИНН 7205011944

Адрес места осуществления деятельности: 640003, Курганская обл., г. Курган, ул. Тимофея Невежина, д. 3

Юридический адрес: 625023, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Одесская, д. 27

Телефон: (3452) 65-23-59, 65-24-59

Web-сайт: www.suenco.ru

E-mail: office@suenco.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

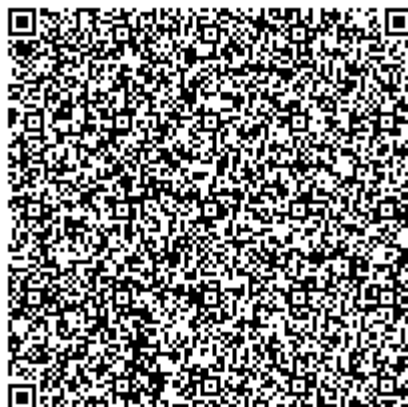
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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



Регистрационный № 97084-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные PIR-EX MAG

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные PIR-EX MAG (далее – расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей в полностью заполненных трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила, пропорциональная скорости потока жидкости, которой, в свою очередь, пропорционален объемный расход жидкости.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода (далее – датчик) и электронного преобразователя расхода (далее – преобразователь). Датчик представляет собой участок трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри футеровкой из диэлектрического материала, находящейся между полюсами электромагнита, и электродов, помещенных в поток жидкости. Преобразователь обеспечивает питание цепи возбуждения магнитного поля расходомера, а также принимает и обрабатывает сигналы с датчика, вычисляет объемный расход, объем, формирует выходные аналоговые, частотно-импульсные и цифровые сигналы, хранит данные о накопленном объеме в энергонезависимой памяти, выводит информацию на индикатор в различных единицах расхода, объема.

Датчик и преобразователь расходомеров могут быть жестко механически связаны (компактное исполнение) или разнесены на некоторое расстояние и соединены сигнальным кабелем (раздельное исполнение).

Расходомеры изготавливаются в общепромышленном и взрывозащищенном исполнениях.

Расходомеры не разделяются на модификации.

Внешний вид расходомеров приведен на рисунке 1. Допускается изготовление расходомеров с цветом корпуса и/или элементов корпуса, отличным от представленного на рисунке 1.

Заводской номер расходомера в буквенно-цифровом формате наносится на маркировочную табличку методом гравировки, если табличка металлическая или типографским способом, если табличка в виде наклейки, которая крепится на преобразователь и датчик (в случае раздельного исполнения). Макеты маркировочных табличек приведены на рисунке 2.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 3. Нанесение знака поверки на расходомеры не предусмотрено.



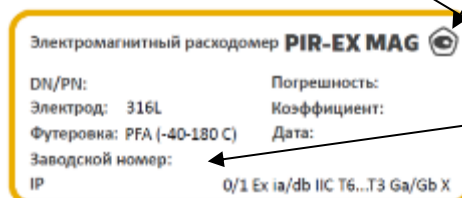
Рисунок 1 – Общий вид расходомеров электромагнитных PIR-EX MAG

- а) бесфланцевое исполнение
- б) компактное исполнение
- в) компактное исполнение с плоским преобразователем
- г) датчик раздельного исполнения
- д) преобразователь раздельного исполнения



Место нанесения знака
утверждения типа

а)



Место нанесения
заводского номера

б)



Рисунок 2 – Макеты маркировочных табличек:

- а) наносится на преобразователь в раздельном исполнении
- б) наносится на датчик в раздельном исполнении
- в) наносится на преобразователь в интегральном исполнении

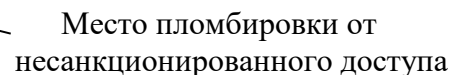


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

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 незначимая часть ПО обеспечивает отображение измерительной информации на дисплее, преобразование измеренных значений в нормированный частотно-импульсный, цифровой или токовый сигналы.

Идентификационные данные ПО расходомеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	E8900M.XXXXXXX
Примечание: «X» может принимать значения от 0 до 9 и от A до Z и не относится к метрологически значимой части ПО	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, % ²⁾ :	$\pm 0,2^{1) 5)}$ $\pm 0,3^{3)}$ $\pm 0,5^{4)}$ $\pm 1,0^{6)}$
Пределы дополнительной допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности при преобразовании измеренных значений объемного расхода в сигнал постоянного тока, %	$\pm 0,03$
1) при специальной калибровке в динамическом диапазоне 1:10. 2) в зависимости от заказа (конкретное значение указывается в паспорте) 3) Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема приведены для диапазона скоростей потока от 0,5 до 12 м/с. При скорости потока от 0,1 до 0,5 включ. м/с пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения равняются $\pm(0,15/v) \%$. 4) Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема приведены для диапазона скоростей потока от 0,5 до 12 м/с. При скорости потока от 0,1 до 0,5 включ. м/с пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения равняются $\pm(0,25/v) \%$. 5) Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема приведены для диапазона скоростей потока от 0,5 до 12 м/с. При скорости потока от 0,1 до 0,5 включ. м/с пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения равняются $\pm(0,1/v) \%$. 6) Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема приведены для диапазона скоростей потока от 0,5 до 12 м/с. v – скорость потока, м/с, рассчитывается по формуле $v = Q_i / (0,0009 \cdot \pi \cdot (DN)^2)$ где: Q_i – значение объемного расхода в i-й контрольной точке, м³/ч; DN – номинальный диаметр, мм; $\pi = 3,14$.	

Таблица 3 – Номинальные диаметры и соответствующие им максимальные объемные расходы

Номинальный диаметр DN,	Максимальный объемный расход, м ³ /ч
10	3,391
15	7,630
20	13,565
25	21,195
32	34,73
40	54,26

Продолжение таблицы 3

Номинальный диаметр DN,	Максимальный объемный расход, м ³ /ч
50	84,78
65	143,28
80	217,04
100	339,12
125	529,88
150	763,02
200	1356,5
250	2119,5
300	3052,1
350	4154,2
400	5425,9
450	6867,2
500	8478,0
600	12208,3
700	16616,9
800	21703,7
900	27468,7
1000	33912,0
1200	48833,3
1400	66467,5
1600	86814,7

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное давление измеряемой среды, МПа ¹⁾	42
Выходные сигналы преобразователя: - частотно-импульсный, Гц - токовый, мА - цифровые	от 0 до 5000 от 4 до 20 RS-485 (Modbus RTU), HART Profibus PA или Profibus PB
Напряжение питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока, В	от 18 до 36 (28 ²⁾) от 100 до 277
Потребляемая мощность, не более: - переменного тока, Вт - постоянного тока, В·А	15 15
Маркировка взрывозащиты	0/1 Ex ia/db IIC T6...T3 Ga/Gb X Ex tb IIIC T200°C Db X
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP65/IP67, IP65/IP68 ³⁾
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +180

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды для общепромышленного исполнения, °С	от -52 до +60
- температура окружающей среды для взрывозащищенного исполнения, °С	от -40 до +60
- относительная влажность воздуха при 35 °С, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
1) в зависимости от заказа (конкретное значение указывается на маркировочной табличке) 2) для взрывозащищенного исполнения 3) для раздельного исполнения	

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	100000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографическим способом, типографским методом на самоклеящуюся маркировочную табличку, которая наклеивается на преобразователь и датчик (в случае раздельного исполнения).

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомеры электромагнитные	PIR-EX MAG	1 шт.
Паспорт	421380-002-26515-2024-ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	421380-002-26515-2024 РЭ	1 экз.
1) допускается комплектование электронной версией документа		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.1.3 руководства по эксплуатации 421380-002-26515-2024 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 №2356 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости.

Расходомеры электромагнитные PIR-EX MAG. Технические условия. ТУ 421380-002-26515-2024.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПИРЭКС»
(ООО «ПИРЭКС»)
ИНН: 9718262697
Юридический адрес: 107497, г. Москва, вн. тер. гор. муниципальный округ Гольяново,
ул. Иркутская, д. 17, стр. 7
Телефон: +7 (929) 989-90-71
Web-сайт: www.pir-ex.ru
E-mail: info@pir-ex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПИРЭКС»
(ООО «ПИРЭКС»)
ИНН: 9718262697
Юридический адрес: 107497, г. Москва, вн. тер. гор. муниципальный округ Гольяново,
ул. Иркутская, д. 17, стр. 7
Адрес места осуществления деятельности: 423800, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны, проспект Камаза, дом. 37/2
Телефон: +7 (929) 989-90-71
Web-сайт: www.pir-ex.ru
E-mail: info@pir-ex.ru

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, 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 № 97085-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры магнитные UNZ

Назначение средства измерений

Уровнемеры магнитные UNZ (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидких сред в резервуарах или технологических аппаратах.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на измерении перемещения поплавка с магнитом в зависимости от изменения уровня жидкости в байпасной трубе, соединенной с резервуаром или технологическим аппаратом с помощью фланцевых соединений, образуя систему сообщающихся сосудов.

На байпасной трубе уровнемера установлен магнитный роликовый индикатор, который состоит из металлического профиля с трубкой, внутри которой расположены магнитные ролики и шкалы, закрепленной на профиле неразъемным способом. При изменении уровня, поплавков воздействует на ролики заставляя их повернуться вокруг своей оси. Отслеживание уровня осуществляется визуально, по оцифрованной шкале, закрепленной на индикаторе.

Уровнемеры состоят из:

- направляющей трубки с технологическим присоединением к резервуару (байпас);
- поплавок со встроенной магнитной системой;
- магнитного роликового индикатора;
- оцифрованной шкалы.

Внешний вид уровнемера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид уровнемера

а), б) – вид на роликовый индикатор, в) – вид сбоку на направляющую трубку с технологическим присоединением к резервуару

Маркировка выполнена на металлической пластине методом гравировки с указанием торговой марки изготовителя, модели, заводского номера, диапазона измерений, максимальной температуры и давления рабочей среды, даты изготовления. Формат заводского номера буквенно-цифровой. Знак поверки наносится в паспорт.

Маркировка уровнемера приведена на рисунке 2.

Уровнемеры магнитные UHZ.

модель: UHZ-10

спецификация фланцев: _____

диапазон: _____ мм

температуры окруж: _____ °C

Максимальное давление: _____ МПа

плотность жидкости: _____ г/см³

Заводской номер: _____

номер позиция: _____

Xiongfeng Auto-Control Engineering Co.,LTD

Tel(Тел): 86-21-39808151 Fax(Факс): 86-21-39808150

Рисунок 2 – Маркировка уровнемера

Пломбирование уровнемеров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня, мм	от 150 до 2400*
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня жидкости, мм	±10
Дополнительная абсолютная погрешность измерений уровня при изменении плотности жидкости на 10 кг/м ³ , мм	1,8
Плотность рабочей среды, кг/м ³	от 800 до 1200
Температура рабочей среды, °C для высокотемпературного исполнения	от -20 до +80 от -20 до +150
Давление рабочей среды, МПа	до 2,5
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Масса, не более, кг	50
Габаритные размеры, мм	190x150x3300*
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, %	от -20 до +80 до 95
* - в зависимости от заказа. Фактический диапазон измерений находится в пределах, установленных в таблице 1 значений, и указывается в паспорте средства измерений и на маркировочной табличке.	

Таблица 2 Показатели надежности

Средний срок службы, лет, не менее	5
------------------------------------	---

Комплектность средства измерений

Таблица 3

Наименование	Обозначение	Кол.
Уровнемер магнитный	UNZ	1 шт.
ЗИП	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в руководстве по эксплуатации раздел 4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. №3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов.

Техническая документация фирмы Shanghai Xiongfeng Automation Control Engineering Co., Ltd.

Правообладатель

Фирма Shanghai Xiongfeng Automation Control Engineering Co., Ltd., Китай

Адрес: No 350, Lane 3585, Beiqing Road, Shanghai, China

Тел./факс: 86/21-39808151, 39808152, 39808153/ 86/21-39805150

Web-сайт: www.xiongf.com E-mail: service@xiongf.com

Изготовитель

Фирма Shanghai Xiongfeng Automation Control Engineering Co., Ltd., Китай

Адрес: No 350, Lane 3585, Beiqing Road, Shanghai, China

Тел./факс: 86/21-39808151, 39808152, 39808153/ 86/21-39805150

Web-сайт: www.xiongf.com E-mail: service@xiongf.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

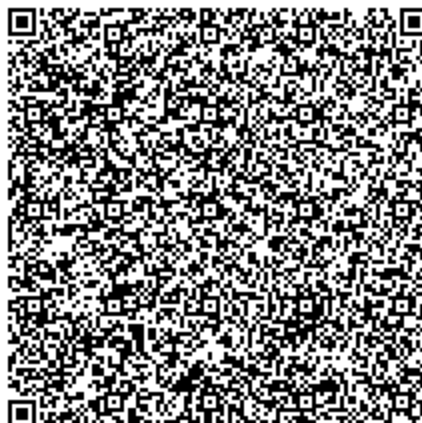
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, 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 № 97087-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы багажные DD7

Назначение средства измерений

Весы багажные DD7 (далее – весы) предназначены для измерений массы багажа и ручной клади в аэропорту в режиме статического взвешивания.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – датчиков), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в аналоговые электрические сигналы, пропорциональные массе взвешиваемого груза. Суммарный аналоговый электрический сигнал с датчиков поступает в индикатор, где преобразуется в цифровой код. Результаты взвешивания индицируются на первичном (основном) дисплее индикатора, который установлен с внутренней стороны стойки регистрации, и на вторичном (дополнительном) дисплее, который смонтирован в стойку регистрации со стороны пассажира.

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ) с ленточным транспортером, грузопередающего устройства, весоизмерительного устройства, включающего в себя тензорезисторные датчики, индикатора с многофункциональными клавишами и встроенным первичным (основным) дисплеем, а также вторичным (дополнительным) дисплеем, повторяющим результаты взвешивания.

В состав весов входят четыре тензорезисторных датчика SBH-0.25 и индикатор IND205, изготовленные фирмой METTLER TOLEDO.

Весы выполняют следующие функции:

- индикация количества мест багажа одного пассажира;
- индикация значений массы каждого места багажа одного пассажира;
- индикация суммарной массы всего багажа рейса;
- звуковая сигнализация перевеса (превышения установленной нормы значения массы багажа);
- автоматическое перемещение багажа на последующий (маркировочный) транспортер.

К весам данного типа относятся весы багажные DD7 с сер. №№ 84213 AT 750, 84213 AT 751, 84213 AT 752, 84213 AT 753, 84213 AT 754, 84213 AT 755, 84213 AT 756.

На металлическую маркировочную табличку, закрепленную на боковой панели ГПУ, нанесена следующая маркировка:

- наименование изготовителя;
- обозначение типа;
- серийный номер весов в виде буквенно-цифрового кода (методом штамповки);
- знак утверждения типа (в виде наклейки).

Общий вид весов с указанием мест ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера представлен на рисунках 1, 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки, которая наносится на винты с задней стороны корпуса индикатора.

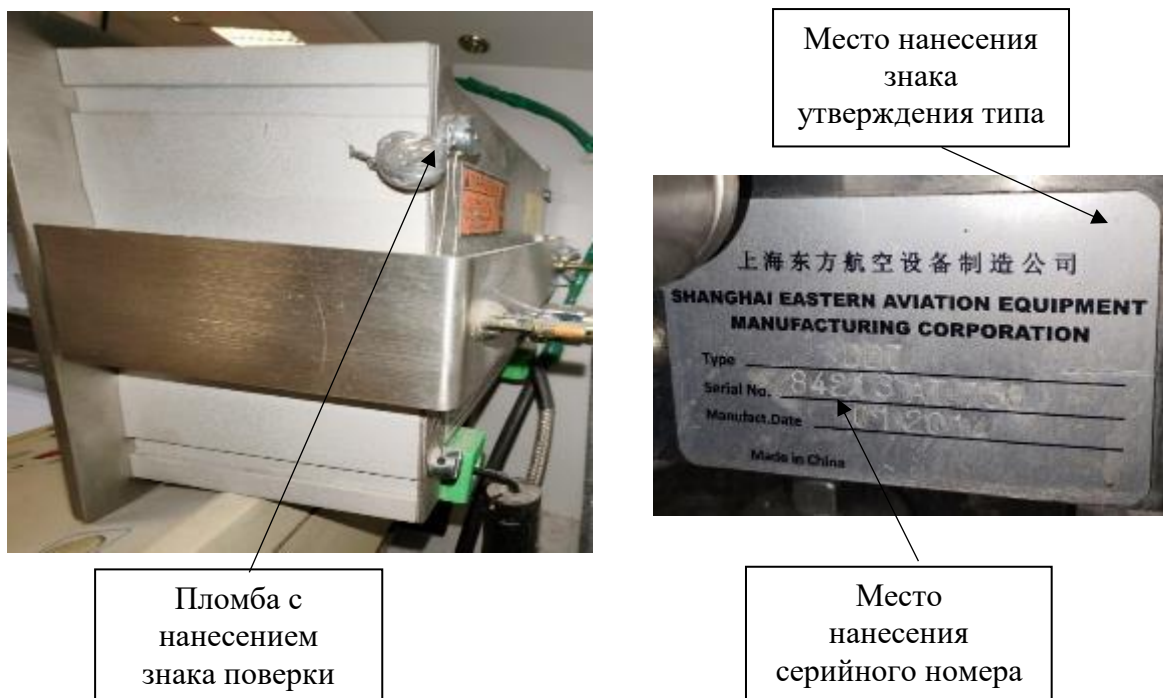


Рисунок 1 – Общий вид индикатора весов с указанием мест ограничения доступа к местам настройки (регулировки) и маркировочной таблички с указанием мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера



Рисунок 2 – Общий вид весов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов представлено встроенным ПО.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и незначимую части.

Метрологические характеристики весов нормированы с учетом влияния метрологически значимой части встроенного ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО весов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	г 2.хх
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – Номер версии встроенного ПО состоит из двух частей: – номер версии метрологически значимой части ПО (г 2.); – номер версии метрологически незначимой части ПО (хх), где «х» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная нагрузка Min, кг	2
Максимальная нагрузка Max, кг	150
Дискретность d , г	100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности весов, г: – от 2 до 50 кг включ. – св. 50 до 150 кг включ.	± 50 ± 100

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – номинальное напряжение переменного тока, В – номинальная частота переменного тока, Гц	220 50
Габаритные размеры ГПУ весов (высота×длина×ширина), мм	400×1420×800
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +15 до +35 от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа «Весы багажные DD7. Паспорт» и на маркировочную табличку в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы багажные	DD7	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Измерения» документа «Весы багажные DD7. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 04.07.2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Правообладатель

Shanghai Eastern Aviation Equipment Manufacturing Corporation, Китай
Адрес юридического лица: Longhua Airport, Shanghai, China

Изготовитель

Shanghai Eastern Aviation Equipment Manufacturing Corporation, Китай
Адрес: Longhua Airport, Shanghai, China

Испытательный центр

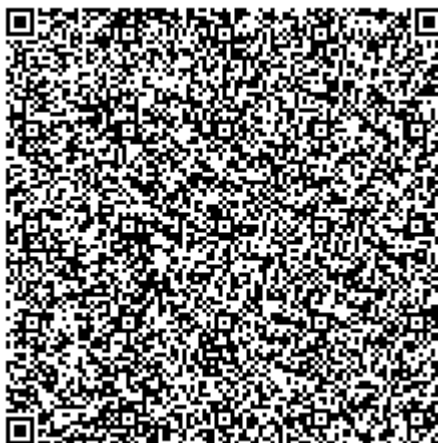
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещение № 1 (комнаты № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещение № 2 (комната 15)

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019



Регистрационный № 97115-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Южно-Неприковская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Южно-Неприковская (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 расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 6400 (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 Южно-Неприковская с заводским номером 928912.

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:

- Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, мод. OPTIMASS 6400 (регистрационный номер 53804-13);

- 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);
- 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 928912 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 4 до 117
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 90,3 % включ.	±1,1 ±1,3 ±2,0 ±4,2 ±9,5 ±19,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, 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 ±3,4 ±31,7 ±59,1

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +10 до +35
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 1 до 4

Продолжение таблицы 4

1	2
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 865 до 979,3
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	15
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1150 до 1190
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	90,3
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	13884
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	8,1238
Плотность растворенного газа в нефтегазовой смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,1295 до 1,23
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 Южно-Неприковская, зав. № 928912	—	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 Южно-Неприковская. 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» (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»

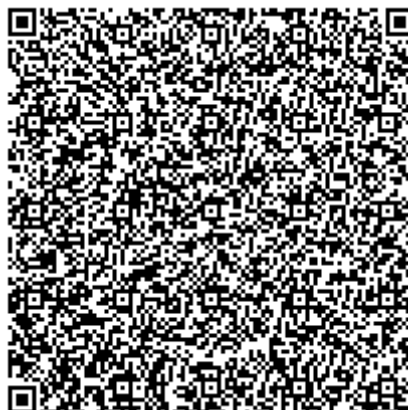
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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 № 97116-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПН Красноярская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПН Красноярская (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 расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 6400 (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 УПН Красноярская с заводским номером 11.

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:

- Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, мод. OPTIMASS 6400 (регистрационный номер 53804-13);
- 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-2-50-30-01 (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 11 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 0 до 117
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
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 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 30 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm (0,15W_{\text{ов}}^{1}) + 0,25$ $\pm (0,075W_{\text{ов}} + 1,375)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 15 % включ. - св. 15 % до 30 % включ.	$\pm 0,64$ $\pm 0,69$ $\pm 0,48$ $\pm 0,54$
¹⁾ $W_{\text{ов}}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 850 до 980

Продолжение таблицы 4

1	2
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	100
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1150 до 1190
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	30
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 50 до 10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 100
Плотность растворенного газа в нефтегазоподводящей смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,05 до 1,50
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 нефтегазоподводящей смеси УПН Красноярская, зав. № 11	—	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 нефтегазоподводящей смеси УПН Красноярская. 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» (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»

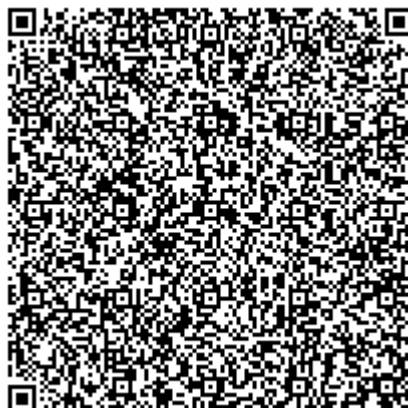
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Белозерская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Белозерская (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 системы обработки информации (далее – СОИ) в составе комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L) и контроллера измерительно-вычислительного SUMMIT 8800 (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 расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 6400 (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 Белозерская с заводским номером 177794.

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:

- Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, мод. OPTIMASS 6400 (регистрационный номер 53804-13);
- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Датчики давления серии АМ-2000, мод. АМ-2000-TG (регистрационный номер 35035-14);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом УТП, мод. УТС 106 (регистрационный номер 47757-11);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-60-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 76279-19);
- Контроллер измерительно-вычислительный SUMMIT 8800 (регистрационный номер 65347-16).

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 177794 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 – 3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-L)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000
Цифровой идентификатор ПО	E4430874
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК SUMMIT 8800

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Summit8800_Main_V0_40_3_0e.s19
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.40.3.0
Цифровой идентификатор ПО	0x168A3DAE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПЕТРОЛСОФТ(С) модуль SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1 (версия библиотек 1.0.0.0)
Цифровой идентификатор ПО	081AC2158C73492AD0925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 0 до 117
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти ВСН-2-50-100-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 16,76$ $\pm 50,28$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти ВСН-2-50-60-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 60 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm 0,67$ $\pm 0,49$ $\pm 0,68$ $\pm 0,82$ $\pm 2,47$ $\pm 2,97$ $\pm 6,74$ $\pm 22,30$
¹⁾ $W_{\text{об}}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 6,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 800 до 1170
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 1,25 до 35
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1150 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,01 до 0,09
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 200 до 6300
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 25
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,001 до 1,6
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 6 – 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 7 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Белозерская, зав. № 177794	–	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 нефтегазоводяной смеси УПСВ Белозерская. 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» (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»

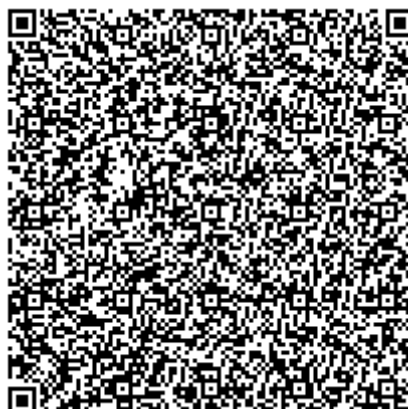
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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 № 97118-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз» (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 (OCTOPUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

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

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

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 ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз» с заводским номером 3.

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 кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 77657-20);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106Ехі (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-80-100 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 76279-19).

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 3 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	1.000
Цифровой идентификатор ПО	E4430874
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 35 до 430
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
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 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{\text{ов}}^{1)} + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{ов}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{ов}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{ов}} - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 16,32$ $\pm 48,96$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - св. 10 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm 8,55$ $\pm 21,80$ $\pm 49,63$ $\pm 60,40$ $\pm 75,93$ $\pm 184,7$ $\pm 619,9$
¹⁾ $W_{\text{ов}}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 6,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 820 до 950
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 0 до 100
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %	от 5 до 95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,01 до 0,09
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 100 до 10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 0 до 10
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,8 до 2,0
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 нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 3	—	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 нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Семеновская» АО «Самаранефтегаз». 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» (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»

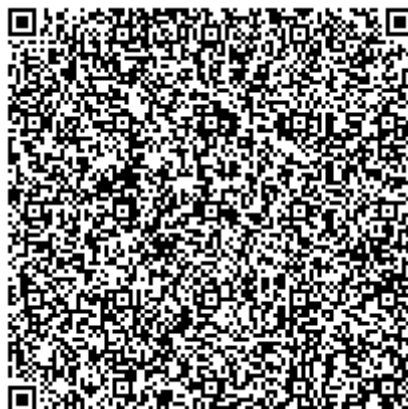
(ООО «КЭР-Автоматика»)

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 № 97119-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Гистерезисграфы АМТ-4А

Назначение средства измерений

Гистерезисграфы АМТ-4А (далее – гистерезисграфы) предназначены для измерений магнитных характеристик (остаточной намагниченности, остаточной индукции, коэрцитивной силы по намагниченности и индукции, максимального энергетического произведения и др.) образцов магнитотвердых материалов различных типов в режиме перемагничивания квазистатическим магнитным полем в замкнутой магнитной цепи.

Описание средства измерений

Принцип действия гистерезисграфов основан на перемагничивании образца медленноменяющимся (квазистатическим) магнитным полем в замкнутой магнитной цепи с последующим измерением высокоточным электронным веберметром магнитного потока, индуцированным в измерительной катушке. Значения напряженности магнитного поля измеряются датчиком Холла. Сигналы с датчика Холла и измерительной катушки позволяют построить петлю гистерезиса или кривую размагничивания (для высококоэрцитивных магнитотвердых материалов) и рассчитать цифровым способом характеристики образца магнитотвердых материалов.

Конструктивно гистерезисграфы состоят из электронного блока и электромагнита DCT со сменными полюсами, датчика Холла, блока управления электронагревом с нагревающими полюсами (опционно), измерительных катушек, калибровочных катушек, температурных измерительных катушек (опционно), термогигрометра (опционно), персонального компьютера с предустановленным программным обеспечением и контрольного образца для проверки работоспособности. Катушки, входящие в состав гистерезисграфа, отличаются видом и размером отверстия, количеством витков и площадью.

Электромагнит DCT может быть представлен в одном из следующих исполнений: DCT-140, DCT-200, DCT-264, DCT-330Y, отличающихся создаваемыми магнитными полями и габаритными размерами.

Нанесение знака поверки на гистерезисграфы не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из заглавных латинских букв и арабских цифр, наносится методом наклейки на маркировочную табличку, расположенную на корпусе электронного блока.

Общий вид гистерезисграфов представлен на рисунке 1, места нанесения заводского номера – на рисунке 2. Общий вид электромагнитов представлен на рисунке 3. Общий вид катушек представлен на рисунке 4.

Пломбирование гистерезисграфов не предусмотрено.

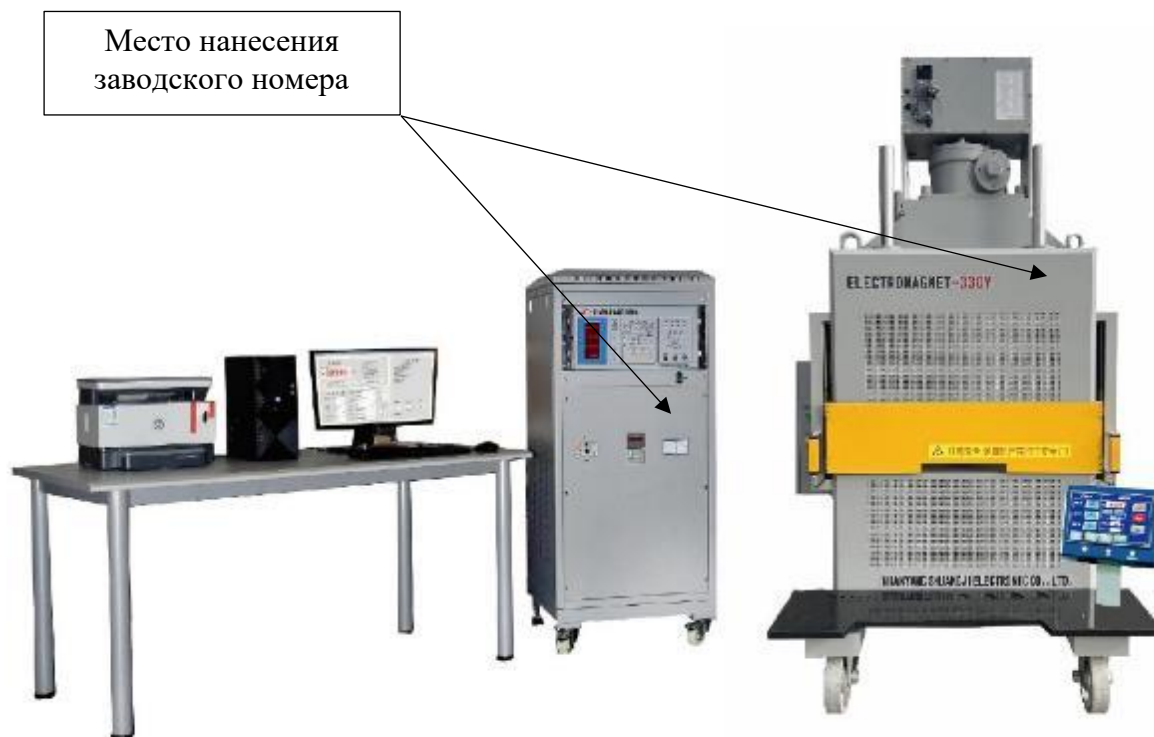
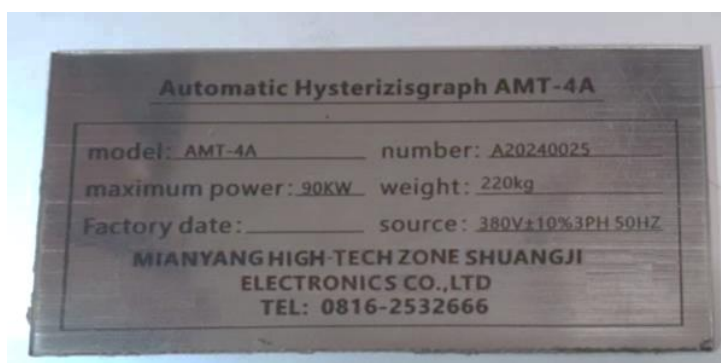


Рисунок 1 – Общий вид гистерезисграфов АМТ-4А



а)



б)

Рисунок 2 – Маркировочная табличка электронного блока (а) и электромагнита (б)



Электромагнит DCT-140



Электромагнит DCT-264



Электромагнит DCT-200



Электромагнит DCT-330Y

Рисунок 3 – Общий вид электромагнитов



Измерительные катушки



Калибровочные катушки

Рисунок 4 – Общий вид катушек

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) предназначено для управления работой гистерезисграфа АМТ-4 и обеспечивает ввод исходных данных, выбор режимов измерения, управление процессом измерения, обработку, хранение. Результаты измерений магнитных характеристик образцов магнитотвердых материалов выводятся в числовом виде на переднюю панель гистерезисграфа, а также в числовом и графическом виде на экран компьютера. При необходимости результаты могут быть сохранены в виде файла или распечатаны.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.007-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	xpO-XXXXXX*
Номер версии (идентификационный номер) ПО	—
Цифровой идентификатор ПО	—
* «XXXXXX» - порядковый номер предприятия-изготовителя, не относится к метрологически значимой части ПО, каждый из «X» принимает значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнения с электромагнитом			
	DCT-140	DCT-200	DCT-264	DCT-330Y
Максимальное устанавливаемое значение индукции магнитного поля в центре рабочего пространства электромагнита, Тл, не более:				
– для зазора 50 мм	1,55	1,05	2,50	2,68
– для зазора 35 мм	1,81	1,20	2,80	2,94
– для зазора 25 мм	2,08	1,32	2,85	3,15
– для зазора 20 мм	2,20	1,39	2,91	3,24
– для зазора 15 мм	2,40	1,50	2,95	3,34
– для зазора 10 мм	2,63	1,63	3,10	3,45
– для зазора 5 мм	3,00	1,83	3,30	3,54

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для исполнения с электромагнитом			
	DCT-140	DCT-200	DCT-264	DCT-330Y
Диапазон измерений напряженности постоянного магнитного поля для зазора 10 мм, кА/м	от 1 до 2100	от 1 до 1300	от 1 до 2500	от 1 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряженности постоянного магнитного поля для зазора 10 мм, %	$\pm 2,0$			
Диапазон измерений магнитного потока, Вб	от 0,001 до 0,1			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения магнитного потока, %	$\pm 1,0$			
Диапазон измерений остаточной намагниченности образца, кА/м (кГс)	от 1 до 1590,8 (от 0,01 до 20)			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений остаточной намагниченности образца, %	$\pm 3,5$			
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений остаточной намагниченности образца, %	1,0			
Диапазон показаний остаточной индукции образца, Тл	от 0,02 до 1,6			
Диапазон измерений остаточной индукции образца, Тл	от 0,2 до 1,4			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений остаточной индукции образца, %	$\pm 3,5$			
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений остаточной индукции образца, %	1,0			
Диапазон показаний коэрцитивной силы по индукции, кА/м	от 4 до 1890			
Диапазон измерений коэрцитивной силы по индукции, кА/м	от 100 до 1890			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэрцитивной силы по индукции, %	$\pm 4,5$			

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для исполнения с электромагнитом			
	DCT-140	DCT-200	DCT-264	DCT-330Y
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности коэрцитивной силы по индукции, %	1,5			
Диапазон показаний коэрцитивной силы по намагниченности, кА/м	от 40 до 2500			
Диапазон измерений коэрцитивной силы по намагниченности, кА/м	от 100 до 2500			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэрцитивной силы по намагниченности, %	±4,5			
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности коэрцитивной силы по намагниченности, %	1,5			
Диапазон показаний максимального энергетического произведения, кДж/м ³	от 0,1 до 510			
Диапазон измерений максимального энергетического произведения, кДж/м ³	от 30 до 500			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений максимального энергетического произведения, %	±5,5			
Предел допускаемого СКО случайной составляющей относительной погрешности измерений максимального энергетического произведения, %	2,0			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнения с электромагнитом			
	DCT-140	DCT-200	DCT-264	DCT-330Y
Диаметр полюсных наконечников, мм, не более	110	260	120	80
Параметры электрического питания электромагнита: - напряжение сети переменного тока, В - частота сети переменного тока, Гц	380±10 50±1			

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для исполнения с электромагнитом			
	DCT-140	DCT-200	DCT-264	DCT-330Y
Параметры электрического питания электронного блока: - напряжение сети переменного тока, В - частота сети переменного тока, Гц	220±10 50±1			
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более: - длина - ширина - высота	630 700 1140	630 700 1140	630 700 1280	630 700 1280
Габаритные размеры электромагнита, мм, не более: - длина - ширина - высота	680 560 1010	780 930 1120	990 1060 1610	1380 1260 2170
Масса электронного блока, кг, не более	200			
Масса электромагнита, кг, не более	450	850	1800	5000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 75			

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом или методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Гистерезисграф в составе: - электронный блок - электромагнит - датчик Холла - блок управления электронагревом с нагревающими полюсами - измерительные катушки - калибровочные катушки - температурные измерительные катушки - термогигрометр - контрольный образец	АМТ-4А DCT	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. по заказу по заказу по заказу
Программное обеспечение на флеш-памяти	хрО	1 экз. в цифровом виде
Гистерезисграф АМТ-4А. Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» документа «Гистерезисграфы АМТ-4А. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2816 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности магнитных потерь магнитомягких материалов и магнитных характеристик магнитотвердых материалов»;

Приказ Росстандарта от 16.10.2025 № 2230 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений магнитной индукции, магнитного потока, магнитного момента и градиента магнитной индукции»;

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Стандарт организации Mianyang High-tech Zone shuangji Electronics Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

Mianyang High-tech Zone shuangji Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: No/88-1, Mianxing East Road, Mianyang High-tech Zone, Sichuan Province, China

Изготовитель

Mianyang High-tech Zone shuangji Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: No/88-1, Mianxing East Road, Mianyang High-tech Zone, Sichuan Province, China

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373

