

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные автоматизированные ВИКА

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные автоматизированные ВИКА (далее по тексту – комплексы) предназначены для измерений силы и напряжения постоянного электрического тока, частоты электрических сигналов, напряжения разбаланса моста постоянного тока, а также сбора, преобразования, обработки, передачи и представления информации от измерительных преобразователей.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на приеме унифицированных аналоговых входных сигналов силы и напряжения постоянного электрического тока, частоты электрических сигналов от первичных измерительных преобразователей, их преобразовании в цифровую форму с помощью модулей аналогового ввода и последующей передачи на персональный компьютер со специальным программным обеспечением для обработки, отображения результатов измерений и передачи их в вышестоящие системы.

Конструктивно комплексы представляют собой измерительные установки LTR (8-местный крейт) с установленными модулями сбора и преобразования сигналов и автоматизированное рабочее место обработки измерительной информации (ПК). Передача данных между комплексами и ПК, а также передача данных внешним системам осуществляется по цифровому интерфейсу Ethernet с использованием протокола TCP/IP.

В зависимости от исполнения в состав комплексов может входить различный набор измерительных модулей. Максимальное количество измерительных модулей в составе комплекса составляет 8 шт.

Информация о комплектации комплексов содержится в коде полного условного обозначения:

ВИКА-ABCD,

где ВИКА – тип изделия;

А – количество модулей LTR12, предназначенных для измерения силы постоянного электрического тока;

В – количество модулей LTR11, предназначенных для измерения напряжения постоянного электрического тока;

С – количество модулей LTR51, предназначенных для измерения частоты импульсных сигналов;

Д – количество модулей LTR212M-1, предназначенных для измерения напряжения разбаланса мостов постоянного тока.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на этикетку, закрепленную на верхней крышке измерительной установки комплекса.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям корпус комплексов пломбируется пломбой-наклейкой номерной.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке, нанесение знака поверки на корпус не предусмотрено.

Общий вид комплексов приведен на рисунке 1.

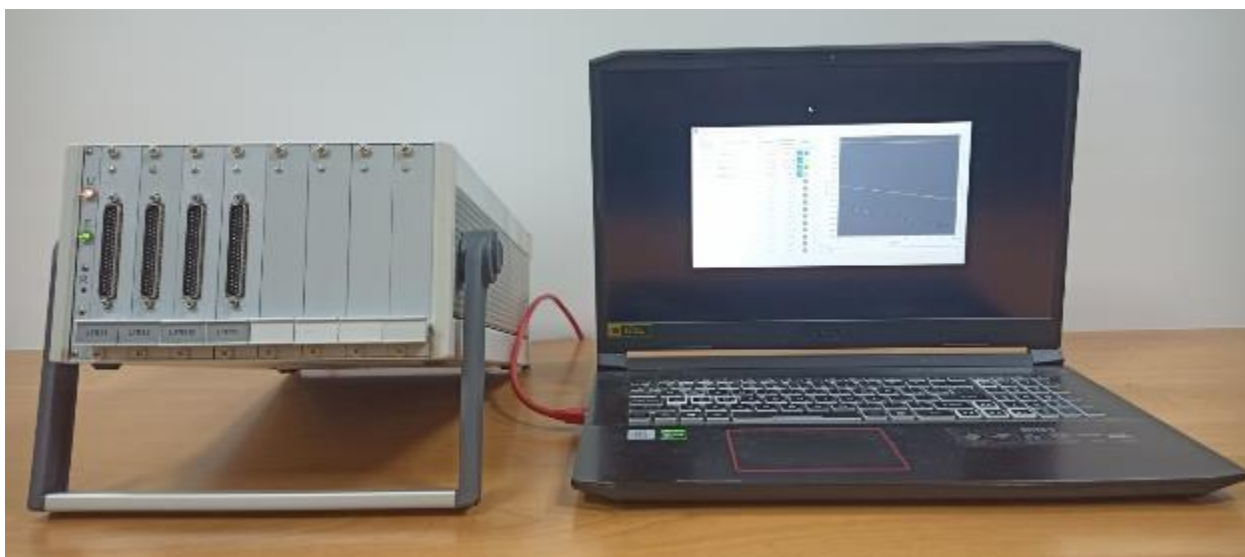


Рисунок 1 – Общий вид комплексов измерительно-вычислительных ВИКА

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения заводского номера приведены на рисунке 2.

Место нанесения
заводского номера

Место нанесения
знака утверждения типа

Место
пломбировки



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа, пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделяется на встроенное и внешнее ПО.

Встроенным ПО комплексов является ПО модулей аналогового ввода, хранящееся в их энергонезависимой памяти. Встроенное ПО устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации. Встроенное ПО выполняет функции аналого-цифрового преобразования электрических сигналов и передачу в цифровой форме на ПК.

В качестве внешнего ПО используется специальное программное обеспечение POZIS-VIKA, исполняемое в среде операционной системы «Windows» и выполняющее функции сбора, обработки, отображения и передачи измерительной информации. Внешнее ПО разделяется на метрологически значимую часть и метрологически не значимую часть.

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

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	MeasureConversion_X.vi	ltr51_NumberPulses_X.vi
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	193DB37E	97A02AFC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	
Примечания:		
1. X в идентификационном наименовании ПО принимает значение номера версии ПО.		
2. Цифровой идентификатор ПО указан для приведенного в описании типа номера версии ПО. Приоритетной информацией о цифровом идентификаторе ПО считать значения, указанные в паспорте на комплексы при выпуске из производства.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измерение напряжения постоянного электрического тока	
Диапазон измерений напряжения постоянного электрического тока, В	от -10 до 10
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему значению предела измерений) основной погрешности измерений напряжения постоянного электрического тока, % для пределов измерений: ±10 В ±2,5 В ±0,6 В ±0,15 В	±0,1 ±0,1 ±0,1 ±0,5
Пределы допускаемых дополнительных погрешностей измерений напряжения постоянного тока от изменения температуры окружающей среды в диапазоне температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Измерения силы постоянного тока	
Диапазон измерения силы постоянного тока, мА	от -20 до +20
Пределы допускаемой приведенной (к верхней границе диапазона измерений) основной погрешности измерений силы постоянного тока, %	±0,1
Пределы допускаемых дополнительных погрешностей измерений силы постоянного тока от измерения температуры окружающей среды в диапазоне температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Измерение частоты синусоидальных и периодических импульсных сигналов	
Диапазон измерения частоты синусоидальных и периодических импульсных сигналов (при напряжении входного сигнала от 0,02 до 10 В), кГц	от 0,02 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты синусоидальных и периодических импульсных сигналов, %	±0,01
Измерение напряжения разбаланса моста постоянного тока	
Диапазон измерения напряжения разбаланса постоянного тока, мВ	от -80 до +80
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений напряжения разбаланса постоянного тока, %: - для пределов измерений от -80 мВ до +80 мВ - для пределов измерений от -40 мВ до +40 мВ - для пределов измерений от -20 мВ до +20 мВ - для пределов измерений от -10 мВ до +10 мВ	$\pm \left[0,05 + 0,015 \times \left(\left \frac{x_N}{x} \right - 1 \right) \right]^{1), 2)}$ $\pm \left[0,07 + 0,02 \times \left(\left \frac{x_N}{x} \right - 1 \right) \right]$ $\pm \left[0,1 + 0,05 \times \left(\left \frac{x_N}{x} \right - 1 \right) \right]$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения напряжения постоянного тока источника опорного напряжения (далее – ИОН), В	2,5 и 5
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений напряжения постоянного тока ИОН, %	± 4
Пределы допускаемых дополнительных погрешностей измерений напряжения разбаланса моста постоянного тока от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
¹⁾ X_N – нормирующее значение, равное сумме модулей пределов измерений для двуполярных режимов и равное большему из пределов измерений для однополярных пределов измерений ²⁾ X – значение измеряемого напряжения разбаланса постоянного тока	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 $\pm$ 23 50 $\pm$ 0,2
Потребляемая мощность, Вт, не более	80
Габаритные размеры (ширина $\times$ длина $\times$ высота), мм, не более	390 $\times$ 290 $\times$ 160
Масса, кг, не более	8
Количество измерительных каналов напряжения постоянного тока модулей LTR11: - в дифференциальной схеме подключения - в однофазном режиме (с «общей землей»)	от 16 до 128 от 32 до 256
Количество измерительных каналов силы постоянного тока модулей LTR12: - в дифференциальной схеме подключения - в однофазном режиме (с «общей землей»)	от 16 до 128 от 32 до 256
Количество измерительных каналов частоты синусоидальных и периодических импульсных сигналов модулей LTR51	от 2 до 16
Количество измерительных каналов напряжения разбаланса моста постоянного тока модулей LTR212M-1	до 64
Диапазон компенсации начального разбаланса моста, мВ, не менее - при номинальном значении напряжения ИОН 5 В - при номинальном значении напряжения ИОН 2,5 В	75 38
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность %, не более - атмосферное давление, кПа	20 $\pm$ 5 от 30 до 80 от 70,0 до 106,7
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность %, не более - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 до 90 от 70,0 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на паспортную табличку, на титульный лист паспорта и на титульный лист руководства по эксплуатации комплексов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная LTR в составе:	ДЛИЖ.301422.0010	1 шт.
- модуль измерительный LTR11	ДЛИЖ.687281.0195	в зависимости от комплектации ¹⁾
- модуль измерительный LTR12	ДЛИЖ.687281.0754	
- модуль измерительный LTR51	ДЛИЖ.687281.0243	
- модуль измерительный LTR212М-1	ДЛИЖ.687281.0208	
Флешкарта с программным обеспечением	-	1 шт.
Паспорт	073-7011 00.00.000 ПС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	073-7011 00.00.000 РЭ	1 шт.
Руководство оператора	073-7011.00001-01 34 01	1 шт.
¹⁾ Наименование и количество модулей, входящих в состав установок LTR, определяется при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Эксплуатация комплекса» Руководства по эксплуатации 073-7011 00.00.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2360 от 26.09.2022 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ТУ 26.51.43-236-07503307-2025 «Комплекс измерительно-вычислительный автоматизированный ВИКА. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Производственное объединение «Завод имени Серго»
(АО «ПОЗиС»)
Юридический адрес: 422546, Республика Татарстан, г. Зеленодольск,
ул. Привокзальная, д. 4
ИНН 1648032420
Телефон/факс: (84371) 2-21-21
E-mail: pozis@pozis.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Производственное объединение «Завод имени Серго»
(АО «ПОЗиС»)
Адрес: 422546, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Привокзальная, д. 4
ИНН 1648032420
Телефон/факс: (84371) 2-21-21
E-mail: pozis@pozis.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. 263
Адрес осуществления деятельности: 142300, Московская обл., г. Чехов,
Симферопольское ш., д. 2
Телефон: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164



Регистрационный № 96564-25

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП КБ №2 комплекса коксовой батареи №2

Назначение средства измерения

Система измерительная АСУТП КБ №2 комплекса коксовой батареи №2 (далее ИС АСУТП) предназначена для измерений физических величин по измерительным каналам: уровня жидкости; давления (избыточного и разрежения); жидкости и газообразных сред; температуры жидкости и газообразных сред; расхода жидкости и газообразных сред; процентного содержания кислорода, пыли в дымовых газах и влажности угольной шихты, а также их отображения и хранения; диагностики состояния оборудования; формирования сигналов управления и регулирования; формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой комплекс технических и программных средств: измерительных, управляющих, коммуникационных модулей, процессорного модуля (контроллера) и серверов сбора и обработки данных (ССОД), выполняющих функцию автоматизированного рабочего места (АРМ), объединенных в многоканальную распределенную систему, проводными линиями связи. Компоненты системы размещены в электротехнических запираемых шкафах, расположенных в специализированных помещениях производственных зданий, а в операторских помещениях расположены АРМ, оснащенные мониторами, устройствами ввода (клавиатурами, манипуляторами «мышь»).

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 531-7KF00-0AB0, 6ES7 531-7PF00-0AB0 и программируемый логический контроллер CPU 1516-3PN/DP из серии Simatic S7-1500, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входных сигналов ИК разделяют на ИК измерения унифицированных сигналов постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, ИК сигналов с термоэлектрических преобразователей (термопар) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ Р 8.585-2001.

– 2-й уровень представляет собой ССОД, состоящий из: компьютеров промышленного исполнения с программным обеспечением (ПО) на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, и выполняющий функции сбора и обработки данных, визуализации технологического процесса автоматизированного рабочего места.

Принцип действия ИС АСУТП основан:

– на преобразовании унифицированных аналоговых сигналов поступающих с первичных измерительных преобразователей, которые не являются частью данной ИС АСУТП, и преобразовании дискретных входных сигналов, сборе, записи (регистрации), обработке полученной информации, ее отображении на мнемосхемах АРМ в реальном времени, а также в виде трендов (графиков) по каждому измерительному каналу;

– на формировании управляющего воздействия (в виде дискретных электрических сигналов) на основе полученной измерительной информации.

Заводской № РИЦ603.01 указан на маркировочных табличках, закреплённых на электротехнических шкафах ИС АСУТП, а также указывается в паспорте, общий вид таблички приведен на рисунке 2.

ИС АСУТП имеет структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований.

Общий вид основных технических средств ИС АСУТП показан на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено.



1 – Оборудование шкафа управления с ПЛК; 2, 3 – Оборудование шкафов управления с модулями аналогового ввода; 4 – Оборудование шкафа с ССОД;
5 – Экраны автоматизированного рабочего места.

Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств ИС АСУТП

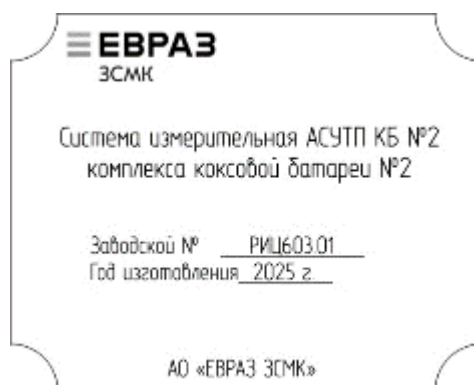


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички АСУ ДУ

Программное обеспечение

ИС АСУТП имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программируемом логическом контроллере (ПЛК) и ССОД.

ПО ПЛК – прикладное ПО на базе среды разработки систем автоматизации Simatic TIA Portal, идентификационное наименование – «KB2_Real», осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу исполнительных механизмов, блокировок и сигнализации.

ПО ССОД – прикладное ПО на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, идентификационное наименование – «КНР_KB2_603_01», выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора.

Защита ПО от изменения её метрологически значимой части реализована путем установки парольной защиты.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KB2_Real
Цифровой идентификатор ПО	674ab754c7142fb58582ba59ac273003
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	КНР_KB2_603_01
Цифровой идентификатор ПО	ed6627437c4e2e8e79c99c6a258630d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3, технические характеристики в таблицах 4 и 5.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Тип сигнала	Тип ИК
1	2	3	4	5
1	Температура в шкафу AZG603.01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
2	Давление в газосборнике №1 (основной контур)	от 0 до 40 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
3	Давление в газосборнике №2 (основной контур)	от 0 до 40 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
4	Разрежение прямого коксового газа в общем отводе из газосборника №1	от -400 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
5	Разрежение прямого коксового газа в общем отводе из газосборника №2	от -400 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
6	Давление воздуха на уплотнение крышек до регулятора прямого действия	от 0 до 10 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
7	Давление воздуха на уплотнение крышек после регулятора прямого действия	от 0 до 2,5 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
8	Давление воздуха на уплотнение крышек в трубопроводе с машинной стороны (точка 1)	от 0 до 2,5 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
9	Давление воздуха на уплотнение крышек в трубопроводе с машинной стороны (точка 2)	от 0 до 2,5 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
10	Давление воздуха на уплотнение крышек в трубопроводе с коксовой стороны (точка 1)	от 0 до 2,5 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
11	Давление воздуха на уплотнение крышек в трубопроводе с коксовой стороны (точка 2)	от 0 до 2,5 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
12	Давление отопительного коксового газа в общем подводе	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
13	Давление отопительного коксового газа с машинной стороны	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
14	Давление отопительного коксового газа с коксовой стороны	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
15	Давление отопительного коксового газа после газоподогревателя	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
16	Давление воздуха КИП на продувку газоанализаторов	от 0 до 10 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
17	Расход воздуха на пневмоуплотнение крышек стояков	от 400 до 662 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
18	Расход отопительного (обратного) коксового газа в общем подводе	от 0 до 17570 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
19	Расход отопительного коксового газа с машинной стороны	от 0 до 8785 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
20	Расход отопительного коксового газа с коксовой стороны	от 0 до 8785 м³/ч	от 4 до 20 мА	СТ
21	Температура прямого коксового газа в газосборнике №1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
22	Температура прямого коксового газа в газосборнике №2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
23	Температура отопительного коксового газа в общем подводе до газоподогревателя	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
24	Температура отопительного коксового газа после газоподогревателя	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
25	Температура в шкафу AZ603.01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
26	Давление аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 2	от 0 до 8 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
27	Давление аммиачной воды на орошение в торце трубопровода со стороны газосборника №2	от 0 до 8 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
28	Давление аммиачной воды подаваемой на гидросмыв. Подвод 2	от 0 до 35 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
29	Давление аммиачной воды на гидросмыв в торце трубопровода со стороны газосборника №2	от 0 до 35 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
30	Расход аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 2	от 50 до 300 м³/ч	от 4 до 20 мА	СТ
31	Расход технической воды	от 0,2 до 0,6 м³/ч	от 4 до 20 мА	СТ
32	Разрежение в борове с машинной стороны	от -60 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
33	Разрежение в борове с коксовой стороны	от -60 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
34	Разрежение в общем борове	от -100 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
35	Температура аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
36	Температура аммиачной воды подаваемой на гидросмыв. Подвод 2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
37	Температура технической воды	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
38	Температура в шкафу AZ603.01.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
39	Давление пара на пароинжекцию	от 0 до 25 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
40	Давление пара на пароинжекцию в торце трубопровода со стороны газосборника №2	от 0 до 25 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
41	Давление пара после регулятора прямого действия на пропарку газопроводов	от 0 до 10 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
42	Давление пара до газоподогревателя	от 0 до 10 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
43	Давление пара после газоподогревателя	от 0 до 10 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ
44	Давление пара на пропарку газосборников	от 0 до 25 кгс/см²	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
45	Расход пара на газоподогреватель и пропарку газопроводов	от 0 до 3,5 т/ч	от 4 до 20 мА	СТ
46	Расход пара на пароинжекцию	от 0 до 4,5 т/ч	от 4 до 20 мА	СТ
47	Температура дымовых газов в борове с машинной стороны	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
48	Температура дымовых газов в борове с коксовой стороны	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
49	Температура дымовых газов в общем борове	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
50	Температура пара на газоподогреватель и пропарку газосборников	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
51	Температура пара на пароинжекцию	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
52	Температура воздуха в помещении КИП-1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
53	Температура в шкафу AZ603.01.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
54	Температура отходящих газов стояка №239	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
55	Температура отходящих газов стояка №240	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
56	Температура отходящих газов стояка №241	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
57	Температура отходящих газов стояка №242	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
58	Температура отходящих газов стояка №243	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
59	Температура отходящих газов стояка №244	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
60	Температура отходящих газов стояка №245	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
61	Температура отходящих газов стояка №246	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
62	Температура отходящих газов стояка №247	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
63	Температура отходящих газов стояка №248	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
64	Температура отходящих газов стояка №249	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
65	Температура отходящих газов стояка №250	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
66	Температура отходящих газов стояка №251	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
67	Температура отходящих газов стояка №252	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
68	Температура отходящих газов стояка №253	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
69	Температура отходящих газов стояка №254	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
70	Температура отходящих газов стояка №255	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
71	Температура отходящих газов стояка №256	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
72	Температура отходящих газов стояка №257	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
73	Температура отходящих газов стояка №258	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
74	Температура отходящих газов стояка №259	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
75	Температура отходящих газов стояка №260	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
76	Температура отходящих газов стояка №261	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
77	Температура отходящих газов стояка №262	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
78	Температура отходящих газов стояка №263	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
79	Температура отходящих газов стояка №264	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
80	Температура отходящих газов стояка №265	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
81	Температура отходящих газов стояка №266	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
82	Температура отходящих газов стояка №267	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
83	Температура отходящих газов стояка №268	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
84	Температура отходящих газов стояка №269	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
85	Температура отходящих газов стояка №270	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
86	Температура отходящих газов стояка №271	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
87	Температура отходящих газов стояка №272	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
88	Температура отходящих газов стояка №273	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
89	Температура отходящих газов стояка №274	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
90	Температура отходящих газов стояка №275	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
91	Температура отходящих газов стояка №276	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
92	Температура отходящих газов стояка №277	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
93	Температура в шкафу AZ603.01.4	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
94	Давление технической воды	от 0 до 10 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
95	Давление конденсата газа на всасе насоса Р01.1	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
96	Давление конденсата газа в линии нагнетания насоса Р01.1	от 0 до 4 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
97	Уровень в сборнике конденсата газа на промежуточной площадке №3	от 0,2 до 1,2 м	от 4 до 20 мА	СТ
98	Содержание кислорода в дымовых газах с машинной стороны	от 0 до 10 %	от 4 до 20 мА	СТ
99	Содержание кислорода в дымовых газах с коксовой стороны	от 0 до 10 %	от 4 до 20 мА	СТ
100	Содержание пыли в дымовых газах в дымовой трубе	от 0 до 50 мг/м ³	от 4 до 20 мА	СТ
101	Влажность угольной шихты	от 5 до 10 %	от 4 до 20 мА	СТ
102	Температура воздуха в помещении КИП-2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
103	Температура воздуха в электропункте УБ №1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
104	Температура в шкафу AZ603.01.5	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
105	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 4)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
106	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 5)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
107	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 22)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
108	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 23)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
109	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 38)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
110	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 39)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
111	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 56)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
112	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 57)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
113	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 74)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
114	Температура в подовых каналах с машинной стороны (печь 75)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
115	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 4)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
116	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 5)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
117	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 22)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
118	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 23)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
119	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 38)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
120	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 39)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
121	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 56)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
122	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 57)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
123	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 74)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
124	Температура в подовых каналах с коксовой стороны (печь 75)	от -40 до +850 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
125	Температура воздуха после вентиляторов в приточном воздуховоде	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
126	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Коксовая сторона, точка 1	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
127	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Коксовая сторона, точка 2	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
128	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Коксовая сторона, точка 3	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
129	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Машинная сторона, точка 1	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
130	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Машинная сторона, точка 2	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
131	Температура воздуха в тоннелях КБ №2. Машинная сторона, точка 3	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
132	Температура воды в обратном трубопроводе Т2	от -50 до +100 °С	от 4 до 20 мА	СТ
133	Температура воды из теплосети в прямом трубопроводе Т1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
134	Температура воздуха в электропункте КП4	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
135	Температура в шкафу AZ603.01.6	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
136	Температура отходящих газов стояка №201	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
137	Температура отходящих газов стояка №202	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
138	Температура отходящих газов стояка №203	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
139	Температура отходящих газов стояка №204	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
140	Температура отходящих газов стояка №205	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
141	Температура отходящих газов стояка №206	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
142	Температура отходящих газов стояка №207	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
143	Температура отходящих газов стояка №208	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
144	Температура отходящих газов стояка №209	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
145	Температура отходящих газов стояка №210	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
146	Температура отходящих газов стояка №211	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
147	Температура отходящих газов стояка №212	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
148	Температура отходящих газов стояка №213	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
149	Температура отходящих газов стояка №214	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
150	Температура отходящих газов стояка №215	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
151	Температура отходящих газов стояка №216	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
152	Температура отходящих газов стояка №217	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
153	Температура отходящих газов стояка №218	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
154	Температура отходящих газов стояка №219	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
155	Температура отходящих газов стояка №220	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
156	Температура отходящих газов стояка №221	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
157	Температура отходящих газов стояка №222	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
158	Температура отходящих газов стояка №223	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
159	Температура отходящих газов стояка №224	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
160	Температура отходящих газов стояка №225	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
161	Температура отходящих газов стояка №226	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
162	Температура отходящих газов стояка №227	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
163	Температура отходящих газов стояка №228	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
164	Температура отходящих газов стояка №229	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
165	Температура отходящих газов стояка №230	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
166	Температура отходящих газов стояка №231	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
167	Температура отходящих газов стояка №232	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
168	Температура отходящих газов стояка №233	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
169	Температура отходящих газов стояка №234	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
170	Температура отходящих газов стояка №235	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
171	Температура отходящих газов стояка №236	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
172	Температура отходящих газов стояка №237	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
173	Температура отходящих газов стояка №238	от -40 до +1250 °С	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
174	Температура в шкафу AZ603.01.7	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
175	Давление под лючками с машинной стороны	от -3 до 3 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
176	Давление под лючками с коксовой стороны	от -3 до 3 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
177	Разрежение воздуха перед фильтром П1.3.1	от -400 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
178	Разрежение воздуха перед фильтром П1.3.2	от -400 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
179	Разрежение воздуха после фильтра П1.3.1	от -450 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
180	Разрежение воздуха после фильтра П1.3.2	от -450 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
181	Давление воздуха в коллекторе подачи в тоннели коксовых печей	от 0 до 500 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
182	Давление воды из теплосети в прямом трубопроводе Т1	от 0 до 10 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
183	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 4)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
184	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 5)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
185	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 22)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
186	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 23)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
187	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 38)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
188	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 39)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
189	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 56)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
190	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 57)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
191	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 74)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
192	Разрежение в глазках регенераторов с машинной стороны (печь 75)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
193	Давление отопительного коксового газа с машинной стороны в конце батареи	от 0 до 800 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
194	Давление аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 1	от 0 до 8 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
195	Давление аммиачной воды на орошение в торце трубопровода со стороны газосборника №1	от 0 до 8 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
196	Давление аммиачной воды подаваемой на гидросмыв. Подвод 1	от 0 до 35 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
197	Давление аммиачной воды на гидросмыв в торце трубопровода со стороны газосборника №1	от 0 до 35 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
198	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 4)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
199	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 5)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
200	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 22)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
201	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 23)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
202	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 38)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
203	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 39)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
204	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 56)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
205	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 57)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
206	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 74)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
207	Разрежение в глазках регенераторов с коксовой стороны (печь 75)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
208	Давление отопительного коксового газа с коксовой стороны в конце батареи	от 0 до 800 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
209	Давление пара на пароинжекцию в торце трубопровода со стороны газосборника №1	от 0 до 25 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
210	Температура в шкафу AZ603.01.8	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
211	Температура аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
212	Температура аммиачной воды подаваемой на гидросмыв. Подвод 1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
213	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 4)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
214	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 5)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
215	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 22)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
216	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 23)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
217	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 38)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
218	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 39)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
219	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 56)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
220	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 57)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
221	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 74)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
222	Разрежение в подовых каналах с машинной стороны (печь 75)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
223	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 4)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
224	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 5)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
225	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 22)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
226	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 23)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
227	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 38)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
228	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 39)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
229	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 56)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
230	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 57)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
231	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 74)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
232	Разрежение в подовых каналах с коксовой стороны (печь 75)	от -25 до 0 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
233	Давление конденсата газа на всасе насоса Р01.2	от 0 до 1000 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
234	Давление конденсата газа в линии нагнетания насоса Р01.2	от 0 до 4 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
235	Уровень в сборнике конденсата газа на концевой площадке №4	от 0,2 до 1,2 м	от 4 до 20 мА	СТ
236	Расход аммиачной воды на орошение газосборников. Подвод 1	от 50 до 300 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
237	Температура в шкафу AZ603.01.9	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
238	Температура в шкафу AZG603.01.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
239	Давление в газосборнике №1 (резервный контур)	от 0 до 40 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
240	Давление в газосборнике №2 (резервный контур)	от 0 до 40 мм вод. ст.	от 4 до 20 мА	СТ
241	Температура в шкафу AZ603.01.10	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
Примечания				
1 СТп – сигналы с термоэлектрических преобразователей (термопар) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ Р 8.585-2001.				
2 СТ – унифицированный аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА.				

Таблица 3 – Показатели точности измерительных каналов

Тип ИК	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности *	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации *
СТп	$\pm 1,0^{\circ}\text{C}$	$\pm 2,0^{\circ}\text{C}$
СТ	$\pm \left(\frac{0,1}{100} \cdot (X_{\max} - X_{\min}) \right)$	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{\max} - X_{\min}) \right)$
Примечания 1 $X_{\max}$ и $X_{\min}$ - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины. 2 * - абсолютная погрешность измерений в единице измерений, соответствующей измеряемой физической величине.		

Таблица 4 – Компоненты измерительных каналов

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
температура газообразных сред	СТп	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «КНР_КБ2_603_01» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
уровень жидкости, давление жидкости и газообразных сред, температура жидкости и газообразных сред, расхода жидкости и газообразных сред, процентное содержание кислорода, пыли в дымовых газах и влажности угольной шихты	СТ	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7KF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «КНР_КБ2_603_01» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
Примечания ¹⁾ Полное наименование измерительных каналов и диапазоны измерения, для каждого измерительного канала, представлены в таблице 2.				

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +17 до +23 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +5 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП КБ №2 комплекса коксовой батареи №2	—	1 ¹⁾
Руководство пользователя	РИЦ603.00-ИЭ	1
Паспорт	РИЦ603.01-2025.ПС	1
¹⁾ Состав определен спецификацией к проектной документации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя РИЦ603.00-ИЭ раздел 3.2 «Отображение технологических параметров».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1520 от 28.07.2023 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

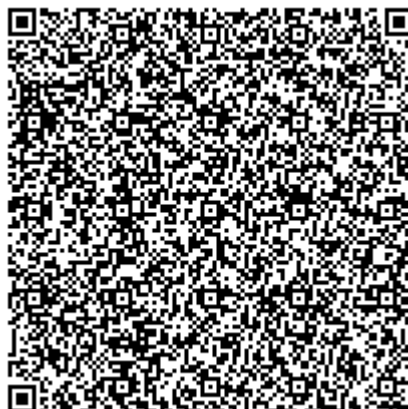
Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе»
(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319



Регистрационный № 96565-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП НК комплекса коксовой батареи №2

Назначение средства измерения

Система измерительная АСУТП НК комплекса коксовой батареи №2 (далее ИС АСУТП) предназначена для измерений физических величин по измерительным каналам: уровня жидкости; давления жидкости и газообразных сред; температуры жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; расхода жидкости и газообразных сред, а также их отображения и хранения; диагностики состояния оборудования; формирования сигналов управления и регулирования; формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой комплекс технических и программных средств: измерительных, управляющих, коммуникационных модулей, процессорного модуля (контроллера) и серверов сбора и обработки данных (ССОД), выполняющих функцию автоматизированного рабочего места (АРМ), объединенных в многоканальную распределенную систему, проводными линиями связи. Компоненты системы размещены в электротехнических запираемых шкафах, расположенных в специализированных помещениях производственных зданий, а в операторских помещениях расположены АРМ, оснащенные мониторами, устройствами ввода (клавиатурами, манипуляторами «мышь»).

Принцип действия ИС АСУТП основан:

- на преобразовании унифицированных аналоговых сигналов поступающих с первичных измерительных преобразователей, которые не являются частью данной ИС АСУТП, и преобразовании дискретных входных сигналов, сборе, записи (регистрации), обработке полученной информации, ее отображении на мнемосхемах АРМ в реальном времени, а также в виде трендов (графиков) по каждому измерительному каналу;
- на формировании управляющего воздействия (в виде дискретных электрических сигналов) на основе полученной измерительной информации.

Заводской № РИЦ603.06 указан на маркировочных табличках, закреплённых на электротехнических шкафах ИС АСУТП, а также указывается в паспорте, общий вид таблички приведен на рисунке 2.

ИС АСУТП имеет структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований.

Общий вид основных технических средств ИС АСУТП показан на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено.



1 – Оборудование шкафа управления с ПЛК; 2, 3 – Оборудование шкафов управления с модулями аналогового ввода; 4 – Оборудование шкафа с ССОД;
5 – Экран автоматизированного рабочего места

Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств ИС АСУТП

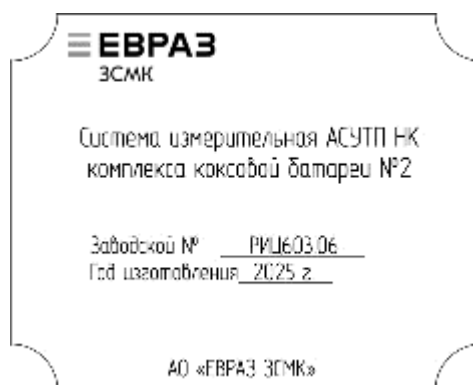


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

ИС АСУТП имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программируемом логическом контроллере (ПЛК) и ССОД.

ПО ПЛК – прикладное ПО на базе среды разработки систем автоматизации Simatic TIA Portal, идентификационное наименование – «RIC_603.06», осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу исполнительных механизмов, блокировок и сигнализации.

ПО ССОД – прикладное ПО на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, идентификационное наименование – «НК», выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора.

Защита ПО от изменения её метрологически значимой части реализована путем установки парольной защиты.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RIC_603.06
Цифровой идентификатор ПО	98cdb2225b5bc51f7cab54dfa874e94
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	NK
Цифровой идентификатор ПО	584b055a01b07c200b554a576a76d941
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3, технические характеристики в таблицах 4 и 5.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Тип сигнала	Тип ИК
1	2	3	4	5
1	Температура в шкафу AZG603.06	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
2	Температура в шкафу AZ603.06.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
3	Насос надсмольной воды P01.1 (108). Давление в линии нагнетания	от 0 до 6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
4	Насос надсмольной воды P01.2 (109). Давление в линии нагнетания	от 0 до 6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
5	Насос надсмольной воды P01.3 (110). Давление в линии нагнетания	от 0 до 6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
6	Давление надсмольной воды на всасе насосов P01.1, P01.2, P01.3 перед фильтром Y04.1	от 0 до 1 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	Давление надсмольной воды на всасе насосов P01.1, P01.2, P01.3 перед фильтром Y04.2	от 0 до 0,6 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
8	Давление надсмольной воды после фильтра Y04.1	от 0 до 1 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
9	Давление надсмольной воды после фильтра Y04.2	от 0 до 0,6 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
10	Насос надсмольной воды P01.1 (108). Температура подшипника 1	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
11	Насос надсмольной воды P01.1 (108). Температура подшипника 2	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
12	Насос надсмольной воды P01.1 (108). Температура подшипника 1 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
13	Насос надсмольной воды P01.1 (108). Температура подшипника 2 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
14	Насос надсмольной воды P01.2 (109). Температура подшипника 1	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
15	Насос надсмольной воды P01.2 (109). Температура подшипника 2	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
16	Насос надсмольной воды P01.2 (109). Температура подшипника 1 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
17	Насос надсмольной воды P01.2 (109). Температура подшипника 2 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
18	Насос надсмольной воды P01.3 (110). Температура подшипника 1	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
19	Насос надсмольной воды P01.3 (110). Температура подшипника 2	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
20	Насос надсмольной воды P01.3 (110). Температура подшипника 1 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
21	Насос надсмольной воды P01.3 (110). Температура подшипника 2 двигателя	от -50 до +160 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
22	Температура в шкафу AZ603.06.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
23	Давление смолы на всасе насоса P03.1 (127)	от 0 до 0,04 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
24	Давление смолы на нагнетании насоса P03.1 (127)	от 0 до 0,8 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
25	Давление смолы на всасе насоса P03.2 (136)	от 0 до 0,04 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
26	Давление смолы на нагнетании насоса P03.2 (136)	от 0 до 0,8 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
27	Давление надсмольной воды после насоса P02 (126)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
28	Давление надсмольной воды после насоса P01.1	от 0 до 1,35 МПа	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
29	Давление надсмольной воды после насоса P01.2	от 0 до 1,35 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
30	Давление надсмольной воды после насоса P01.3	от 0 до 1,35 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
31	Давление пара на мехосветлитель №2а (Y01), т.1	от 0 до 2,5 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
32	Давление пара на мехосветлитель №2а (Y01), т.2	от 0 до 2,5 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
33	Расход надсмольной воды, подаваемой на орошение газосборников КБ №2	от 400 до 600 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
34	Расход надсмольной воды, подаваемой на орошение газосборников КБ №1	от 400 до 600 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
35	Расход пара на мехосветлитель №2а (Y01)	от 0,5 до 3,5 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
36	Расход смолы на ПГХ	от 10 до 25 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
37	Расход смолы в мехосветлитель №7а	от 10 до 25 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
38	Температура подшипника 1 насоса P03.1 (127)	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
39	Температура подшипника 2 насоса P03.1 (127)	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
40	Температура подшипника 1 насоса P03.2 (136)	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
41	Температура подшипника 2 насоса P03.2 (136)	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
42	Температура подшипника 1 насоса P02 (126)	от -50 до +160 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
43	Температура подшипника 2 насоса P02 (126)	от -50 до +160 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
44	Температура подшипника 1 насоса P01.1	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
45	Температура подшипника 2 насоса P01.1	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
46	Температура подшипника 1 насоса P01.2	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
47	Температура подшипника 2 насоса P01.2	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
48	Температура подшипника 1 насоса P01.3	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
49	Температура подшипника 2 насоса P01.3	от -50 до +160 °С	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
50	Уровень надсмольной воды в резервуаре Y01	от 1,3 до 6 м	от 4 до 20 мА	СТ
51	Уровень смолы в резервуаре Y02	от 0 до 4400 мм	от 4 до 20 мА	СТ
52	Уровень в сборнике надсмольной воды №5 (Y03)	от 0 до 3 м	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
53	Уровень в существующем зумпфе	от 0 до 1200 мм	от 4 до 20 мА	СТ
54	Уровень в зумпфе	от 0 до 1200 мм	от 4 до 20 мА	СТ
55	Температура в шкафу AZ603.06.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
56	Давление в подсводовом пространстве резервуара Y01	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
57	Давление в подсводовом пространстве резервуара Y02	от 0 до 3 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
58	Температура конденсата пара на выходе из резервуара Y02	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
59	Уровень раздела фаз в мехосветлителе №3 (Y02.1) для надсмольной воды	от 0 до 4 м	от 4 до 20 мА	СТ
60	Уровень в мехосветлителе №3 (Y02.1) для надсмольной воды	от 0 до 6 м	от 4 до 20 мА	СТ
61	Уровень раздела фаз в мехосветлителе №4 (Y02.4) для надсмольной воды	от 0 до 3 м	от 4 до 20 мА	СТ
62	Уровень в мехосветлителе №4 (Y02.2) для надсмольной воды	от 0 до 3 м	от 4 до 20 мА	СТ
63	Уровень в мехосветлителе №2а (Y01) для надсмольной воды	от 0 до 4000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
64	Температура корпуса гидравлического клапана E105.TX.R01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
65	Температура корпуса гидравлического клапана E105.TX.R01.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
66	Температура дыхательного клапана E104.TX.R01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
67	Температура дыхательного клапана E104.TX.R01.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
68	Температура дыхательного клапана E104.TX.R01.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
69	Температура дыхательного клапана E104.TX.R02	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
70	Температура надсмольной воды перед резервуаром Y01	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
71	Температура надсмольной воды в резервуаре Y01	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
72	Температура смолы в резервуаре Y02	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
73	Температура надсмольной воды после резервуара Y02	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
74	Температура в сборнике надсмольной воды №5 (Y03)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
75	Температура надсмольной воды перед сборником Y03	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
76	Давление охлаждающей жидкости насоса P03.1 (127)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
77	Давление охлаждающей жидкости насоса P03.2 (136)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
78	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.1 (108)	от 0 до 0,6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
79	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.2 (109)	от 0 до 0,6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
80	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.3 (110)	от 0 до 0,6 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
81	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P03.1 (127)	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
82	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P03.2 (136)	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
83	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.1 (108)	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
84	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.2 (109)	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
85	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.3 (110)	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
86	Температура в шкафу AZ603.06.4	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
87	Температура воздуха в электропункте на отг. +1,400	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
88	Температура конденсата коксового газа на газосборники КБ №2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
89	Температура конденсата пара на выходе из существующего резервуара смолы	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
90	Температура конденсата пара после мехосветлителя №2а (Y01)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
91	Температура смолы после мехосветлителя №2а (Y01)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
92	Мехосветлитель №2а (Y01). Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
93	Мехосветлитель №3 (Y02.1). Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
94	Мехосветлитель №4 (Y02.2). Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
95	Бункер 1 мехосветлителя №2а (Y01). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
96	Бункер 2 мехосветлителя №2а (Y01). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
97	Бункер 1 мехосветлителя №3 (Y02.1). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
98	Бункер 2 мехосветлителя №3 (Y02.1). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
99	Бункер 1 мехосветлителя №4 (Y02.2). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
100	Бункер 2 мехосветлителя №4 (Y02.2). Температура стенки	от -50 до +200 °С	НСХ 100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
101	Температура пара в трубопроводе пара	от -40 до +600 °С	НСХ термопары ТХК (L)	СТп

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
102	Температура охлаждающей жидкости насоса P03.1 (127)	от -50 до +200 °C	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	CC
103	Температура охлаждающей жидкости насоса P03.2 (136)	от -50 до +200 °C	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	CC
104	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.1 (108)	от -50 до +200 °C	TC-1088 100M, Cu 0.00428	CC
105	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.2 (109)	от -50 до +200 °C	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	CC
106	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.3 (110)	от -50 до +200 °C	HCX 100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	CC

Примечания

1 СТп – сигналы с термоэлектрических преобразователей (термопар) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ Р 8.585-2001.

2 СТ – унифицированный аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

3 CC – сигналы с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009.

Таблица 3 – Показатели точности измерительных каналов

Тип ИК	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности *	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации *
СТп	$\pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 2,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
CC	$\pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
СТ	$\pm \left(\frac{0,1}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$

Примечания

1 X_{max} и X_{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины.

2 * - абсолютная погрешность измерений в единице измерений, соответствующей измеряемой физической величине.

Таблица 4 – Компоненты измерительных каналов

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
1	2	3	4	5
температура газообразных сред	СТп	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «NK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
температура жидкости и технологических частей оборудования	CC	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «NK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
уровень жидкости; давление жидкости и газообразных сред; температура жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; расход жидкости и газообразных сред	СТ	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7KF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «NK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC

Примечания

¹⁾ Полное наименование измерительных каналов и диапазоны измерения, для каждого измерительного канала, представлены в таблице 2.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от +17 до +23 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от +5 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП НК комплекса коксовой батареи №2	–	1 ¹⁾
Руководство пользователя	РИЦ603.00-ИЭ	1
Паспорт	РИЦ603.06-2025.ПС	1

¹⁾ Состав определен спецификацией к проектной документации

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя РИЦ603.00-ИЭ раздел 3.2 «Отображение технологических параметров».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1520 от 28.07.2023 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №3456 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Испытательный центр

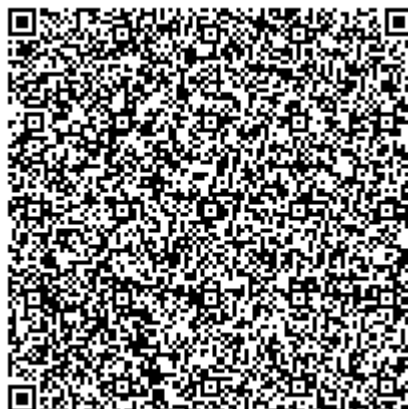
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области – Кузбассе»

(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319



Регистрационный № 96566-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП БХУ комплекса коксовой батареи №2

Назначение средства измерения

Система измерительная АСУТП БХУ комплекса коксовой батареи №2 (далее ИС АСУТП) предназначена для измерений физических величин по измерительным каналам: уровня жидкости; РН жидкости; давления (избыточного и разрежения) жидкости и газообразных сред; температуры жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; расхода жидкости и газообразных сред, а также их отображения и хранения; диагностики состояния оборудования; формирования сигналов управления и регулирования; формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой комплекс технических и программных средств: измерительных, управляющих, коммуникационных модулей, процессорного модуля (контроллера) и серверов сбора и обработки данных (ССОД), выполняющих функцию автоматизированного рабочего места (АРМ), объединенных в многоканальную распределенную систему, проводными линиями связи. Компоненты системы размещены в электротехнических запираемых шкафах, расположенных в специализированных помещениях производственных зданий, а в операторских помещениях расположены АРМ, оснащенные мониторами, устройствами ввода (клавиатурами, манипуляторами «мышь»).

Принцип действия ИС АСУТП основан:

- на преобразовании унифицированных аналоговых сигналов поступающих с первичных измерительных преобразователей, которые не являются частью данной ИС АСУТП, и преобразовании дискретных входных сигналов, сборе, записи (регистрации), обработке полученной информации, ее отображении на мнемосхемах АРМ в реальном времени, а также в виде трендов (графиков) по каждому измерительному каналу;
- на формировании управляющего воздействия (в виде дискретных электрических сигналов) на основе полученной измерительной информации.

Заводской № РИЦ603.07 указан на маркировочных табличках, закреплённых на электротехнических шкафах ИС АСУТП, а также указывается в паспорте, общий вид таблички приведен на рисунке 2.

ИС АСУТП имеет структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований.

Общий вид основных технических средств ИС АСУТП показан на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено.



1 – Оборудование шкафа управления с ПЛК; 2, 3 – Оборудование шкафов управления с модулями аналогового ввода; 4 – Оборудование шкафа с ССОД;
5 – Экран автоматизированного рабочего места

Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств ИС АСУТП

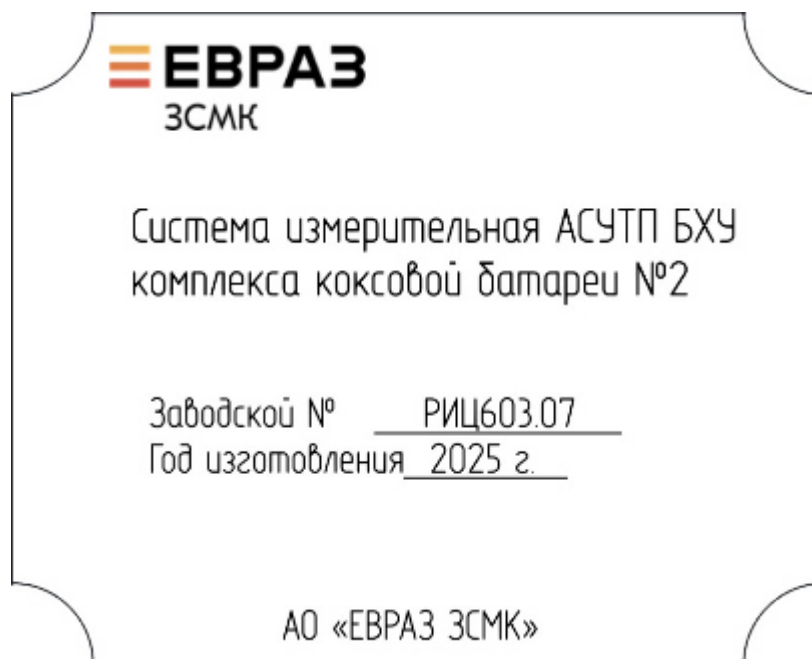


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

ИС АСУТП имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программируемом логическом контроллере (ПЛК) и ССОД.

ПО ПЛК – прикладное ПО на базе среды разработки систем автоматизации Simatic TIA Portal, идентификационное наименование – «RIC_603.07», осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу исполнительных механизмов, блокировок и сигнализации.

ПО ССОД – прикладное ПО на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, идентификационное наименование – «ВНУ», выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора.

Защита ПО от изменения её метрологически значимой части реализована путем установки парольной защиты.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RIC_603.07
Цифровой идентификатор ПО	3abbe27d15d6864000f7e3e5ca9f2469
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	BHU
Цифровой идентификатор ПО	4a57871cd900d4e382f0bf3a17a84fac
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3, технические характеристики в таблицах 4 и 5.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Тип сигнала	Тип ИК
1	2	3	4	5
1	Температура в шкафу AZG603.07	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
2	Давление оборотной охлажденной воды на входе в газоотделитель испарителя Y01.1	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
3	Давление оборотной охлажденной воды на входе в испаритель мгновенного вскипания Y01.1	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
4	Давление оборотной нагретой воды на выходе из испаритель мгновенного вскипания Y01.1	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
5	Давление в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (т.1)	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
6	Давление в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (т.2)	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
7	Расход надсмольной воды на испаритель мгновенного вскипания Y01.1	от 0 до 1131 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
8	Давление надсмольной воды на выходе насоса P01.1	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
9	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (1-я ступень)	от 0 до 0,6 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
10	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (2-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
11	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (3-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
12	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.1 (4-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
13	Температура охлажденной надсмольной воды после испарителя мгновенного вскипания Y01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
14	Температура оборотной охлажденной воды на входе в испаритель мгновенного вскипания Y01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
15	Температура оборотной нагретой воды на выходе из испарителя мгновенного вскипания Y01.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
16	Уровень в сборнике охлажденной надсмольной воды	от 0 до 3500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
17	Расход охлажденной надсмольной воды после испарителей мгновенного вскипания	от 30 до 1131 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
18	Ph надсмольной воды на испарители мгновенного вскипания	от 7,5 до 8,5 %	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
19	Температура оборотной охлажденной воды на входе в испарители мгновенного вскипания	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
20	Температура надсмольной воды на испарители мгновенного вскипания	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
21	Температура надсмольной воды после испарителей мгновенного вскипания	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
22	Температура охлажденной надсмольной воды в напорном трубопроводе насосов P01.1 и P01.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
23	Температура в шкафу AZ603.07.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
24	Температура подшипников насоса P01.1. Точка 1	от -50 до +200 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
25	Температура подшипников насоса P01.1. Точка 2	от -50 до +200 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
26	Температура статора двигателя насоса P01.1. Точка 1	от -50 до +200 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
27	Температура статора двигателя насоса P01.1. Точка 2	от -50 до +200 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
28	Температура статора двигателя насоса P01.1. Точка 3	от -50 до +200 °С	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
29	Давление оборотной охлажденной воды на входе в газоотделитель испарителя Y01.2	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
30	Давление оборотной охлажденной воды на входе в испаритель мгновенного вскипания Y01.2	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
31	Давление оборотной охлажденной воды на выходе из испаритель мгновенного вскипания Y01.2	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
32	Давление в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (т.1)	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
33	Давление в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (т.2)	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
34	Расход надсмольной воды на испаритель мгновенного вскипания Y01.2	от 0 до 1131 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
35	Давление надсмольной воды на выходе насоса P01.2	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
36	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (1-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
37	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (2-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
38	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (3-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
39	Температура в испарителе мгновенного вскипания Y01.2 (4-я ступень)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
40	Температура охлажденной надсмольной воды после испарителя мгновенного вскипания Y01.2	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
41	Температура оборотной охлажденной воды на входе в испаритель мгновенного вскипания Y01.2	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
42	Температура оборотной нагретой воды на выходе из испарителя мгновенного вскипания Y01.2	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
43	Уровень в зумпфере насосной	от 0 до 400 мм	от 4 до 20 мА	СТ
44	Давление технической воды на вакуум-насосы до регулятора давления прямого действия	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
45	Давление технической воды на вакуум-насосы после регулятора давления прямого действия	от 0 до 16 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
46	Разрежение перед вакуум-насосами	от -100 до 150 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
47	Расход технической воды к вакуум-насосам	от 0 до 71 м ³ /ч	от 4 до 20 мА	СТ
48	Температура в шкафу AZ603.07.2	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
49	Температура воздуха в электропункте на отм. +1.400	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
50	Температура подшипников насоса P01.2. Точка 1	от -50 до +200 °C	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
51	Температура подшипников насоса P01.2. Точка 2	от -50 до +200 °C	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
52	Температура статора двигателя насоса P01.2. Точка 1	от -50 до +200 °C	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
53	Температура статора двигателя насоса P01.2. Точка 2	от -50 до +200 °C	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
54	Температура статора двигателя насоса P01.2. Точка 3	от -50 до +200 °C	HCX 50M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
Примечания 1 СТ – унифицированный аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА. 2 СС – сигналы с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009.				

Таблица 3 – Показатели точности измерительных каналов

Тип ИК	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности *	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации *
СС	$\pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
СТ	$\pm \left(\frac{0,1}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$
Примечания 1 X_{max} и X_{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины. 2 * - абсолютная погрешность измерений в единице измерений, соответствующей измеряемой физической величине.		

Таблица 4 – Компоненты измерительных каналов

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
температура технологических частей оборудования	СС	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «ВНУ» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
уровень жидкости; РН жидкости; давления (избыточного и разрежения) жидкости и газообразных сред; температура жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; расход жидкости и газообразных сред	СТ	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7KF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «ВНУ» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
Примечания ¹⁾ Полное наименование измерительных каналов и диапазоны измерения, для каждого измерительного канала, представлены в таблице 2.				

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +17 до +23 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +5 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП БХУ комплекса коксовой батареи №2	—	1 ¹⁾
Руководство пользователя	РИЦ603.00-ИЭ	1
Паспорт	РИЦ603.07-2025.ПС	1
¹⁾ Состав определен спецификацией к проектной документации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя РИЦ603.00-ИЭ раздел 3.2 «Отображение технологических параметров».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №3456 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

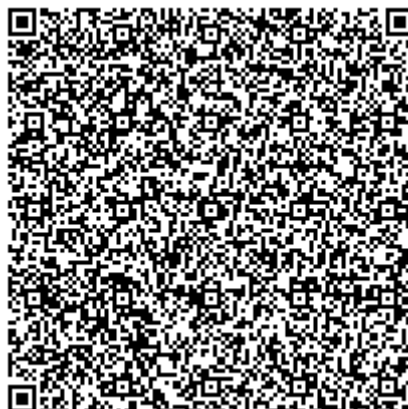
Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области – Кузбассе»
(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319



Регистрационный № 96567-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ G1 Integra

Назначение средства измерений

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ G1 Integra (далее – измерители) предназначены для неинвазивных измерений систолического и диастолического артериального давления крови осциллометрическим методом и определения частоты пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на программном анализе параметров сигнала пульсовой волны пациента при снижении давления воздуха в манжете. Частота пульса определяется по частоте пульсаций давления воздуха в манжете в интервале времени от момента определения систолического давления до момента определения диастолического давления. Нагнетание воздуха в манжету производится компрессором автоматически. Измерения артериального давления и частоты пульса проводятся автоматически, результаты измерений отображаются на дисплее в цифровом виде.

Измерители состоят из электронного блока и манжеты. Манжета состоит из пневмокамеры и рукава с застежкой для фиксации на плече. Манжета соединена с электронным блоком с помощью защелок.

На лицевой панели электронного блока находятся экран жидкокристаллического цифрового дисплея, кнопка «Пользователь 1»/«Настройка», кнопка «Пользователь 2»/«Активация», кнопка «Память». Кнопка включения расположена на верхней торцевой поверхности измерителя. На экране цифрового дисплея предусмотрены индикация результатов измерений систолического, диастолического артериального давления и частоты пульса; служебной информации (текущее значение давления в манжете, индикатор сердцебиения, индикатор аритмии, сообщение ошибки измерения, индикатор заряда аккумуляторного элемента питания, индикатор памяти, индикатор движения, идентификатор пользователя, символы низкого заряда аккумуляторного элемента питания, индикатор среднего значения 3 последних измерений).

Серийный номер средства измерений состоит из арабских цифр и наносится методом цифровой лазерной печати на этикетку, наклеенную на боковую поверхность измерителя.

Нанесение знака поверки и пломбирование измерителей не предусмотрено.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1. Маркировка и место нанесения серийного номера представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Внешний вид измерителя артериального давления и частоты пульса автоматического MEQ G1 Integra



Рисунок 2 – Схема маркировки измерителя артериального давления и частоты пульса автоматического MEQ G1 Integra

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), размещенное внутри неразъемного корпуса, которое используется для проведения измерений и обработки результатов измерений.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 0 до 299
Диапазон измерений давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 40 до 260
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	± 3
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 40 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частоты пульса, %	± 5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры электронного блока (ширина×глубина×высота), мм - ширина - глубина - высота	от 130 до 132 от 72 до 74 от 28,4 до 30,4
Габаритные размеры манжеты AC2242-21, мм - ширина - глубина - высота	от 533 до 553 от 140 до 150 от 10 до 14
Габаритные размеры адаптера переменного тока BLJ06L060100P-V, мм - ширина - глубина - высота	от 41 до 43 от 56,5 до 58,5 от 62,3 до 64,3
Габаритные размеры чехла для хранения прибора, мм - ширина - глубина - высота	от 177 до 183 от 117 до 123 от 78 до 82
Масса электронного блока со встроенной манжетой (AC2242-21) и аккумуляторным элементом питания, г	от 280 до 290
Масса чехла для хранения прибора, г	от 60 до 66
Масса адаптер переменного тока BLJ06L060100P-V, г	от 68 до 78
Питание от адаптера переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц Питание от литий-ионного аккумуляторного элемента питания, В	от 100 до 240 50;60 3,7
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, (без конденсации), % - атмосферное давление, гПа	от +5 до +40 от 15 до 90 от 700 до 1060
Память для каждого пользователя (ID1 и ID2), количество результатов измерений	60

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Измеритель артериального давления и частоты пульса автоматический MEQ G1 Integra в составе:		
Электронный блок со встроенной манжетой и аккумуляторным элементом питания	AC2242-21	1
Адаптер переменного тока	BLJ06L060100P-V	1
Чехол для хранения прибора	-	1
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 12 «Использование прибора» руководства по эксплуатации с гарантийным талоном.

Нормативные и технические 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» п. 1.6;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2022 № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»;

Стандарт предприятия Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китайская Народная Республика.

Правообладатель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan, Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Изготовитель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай

Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan, Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»
(ФГБУ «ВНИИОФИ»)

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

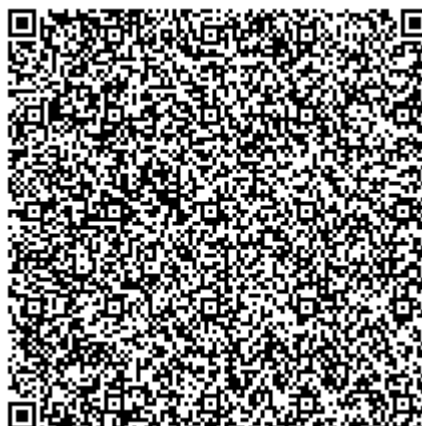
ИНН: 9729338933

Телефон: 8 (495) 437-56-33

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
30003-2014



Регистрационный № 96568-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) АО «ЭСК»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) АО «ЭСК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначены для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ являются проектно-компонуемыми изделиями из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляет собой многофункциональные, многоуровневые системы с централизованным управлением и распределённой функцией измерений, которые включают в себя измерительные каналы, состоящие из компонентов (средств измерений утвержденного типа), приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ могут включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в таблице 2. В АИИС КУЭ может входить несколько компонентов одного типа. Конкретный состав, структура и конфигурация каждого экземпляра АИИС КУЭ определяется технической документацией предприятия-изготовителя под задачи конкретного объекта.

АИИС КУЭ решают следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее по тексту – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработка данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
 - передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
 - обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т. п.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее по тексту – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счётчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя:

- сервер баз данных (далее по тексту – сервер БД);
- устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ);
- автоматизированное рабочее место (далее по тексту – АРМ);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- программное обеспечение (далее по тексту – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счётчиков электрической энергии. Счётчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счётчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счётчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД уровня ИВК. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным

линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счётчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ являются УСВ, синхронизирующие собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УСВ при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени УСВ более чем на 1 секунду;

- сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счётчики, если поправка часов счётчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счётчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приводятся в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом 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 электрической энергии.

В состав ПО «АльфаЦЕНТР» входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1.

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» являются файлы `ac_metrology.dll` и `ac_metrology2.dll`.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ПО «АльфаЦЕНТР» на базе СУБД Oracle	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор (номер версии)	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
ПО «АльфаЦЕНТР» на базе СУБД PostgreSQL	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology2.dll
Цифровой идентификатор (номер версии)	15.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology2.dll	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Возможный состав АИИС КУЭ, основные технические и метрологические характеристики приведены в таблицах 2–5.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
1	2
Измерительно-информационный комплекс	
Измерительные трансформаторы тока	Классы точности: 0,5, 0,5S, 0,2S по ГОСТ 7746, утвержденных типов
Измерительные трансформаторы напряжения	Классы точности: 0,5, 0,2 по ГОСТ 1983, утвержденных типов
Счётчики электрической энергии*: входящие в список устройств, поддерживаемых ПО «АльфаЦЕНТР», в том числе: Альфа А1800 СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М СЭТ-4ТМ.03 Меркурий 230 Меркурий 234 Все счётчики, поддерживающие протокол СПОДЭС (ГОСТ Р 58940-2020)	Классы точности: по активной энергии – 1,0, 0,5S, 0,2S по реактивной энергии – 2,0, 1,0, 0,5 по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, утвержденных типов рег. № 31857-11 рег. №№ 36697-17, 36697-12, 36697-08 рег. № 27524-04 рег. № 23345-07 рег. № 75755-19 —

Продолжение таблицы 2

1	2
Информационно-вычислительный комплекс	
Сервер баз данных	IBM совместимый компьютер**
Автоматизированное рабочее место	
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	–
Система обеспечения единого времени	
Устройства синхронизации времени: УССВ-2	рег. № 54074-13
П р и м е ч а н и е – Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ, технических устройств и программного обеспечения) указывается в паспорте-формуляре. * Актуальный список поддерживаемых устройств приведен на официальном сайте разработчика ПО ООО «АльфаЦЕНТР». ** Организация сервера БД возможна с использованием средств виртуализации, при этом выделяемые для этих целей вычислительные ресурсы по всем параметрам должны быть не хуже параметров физического сервера, определяемых требованиями разработчика ПО «АльфаЦЕНТР» к аппаратной части для конкретной версии ПО «АльфаЦЕНТР».	

Таблица 3 – Границы основной относительной погрешности и относительной погрешности с учетом дополнительных погрешностей от действия влияющих величин измерительных каналов (приписанные характеристики) при измерении активной электрической энергии

Состав ИК	Значение cosφ	2 % $I_{ном(б)} \leq I < 5 \% I_{ном(б)}$		5 % $I_{ном(б)} \leq I < 20 \% I_{ном(б)}$		20 % $I_{ном(б)} \leq I < 100 \% I_{ном(б)}$		100 % $I_{ном(б)} \leq I \leq 120 \% I_{ном(б)}$	
		$\pm \delta_{Wочн}, \%$	$\pm \delta_W, \%$	$\pm \delta_{Wочн}, \%$	$\pm \delta_W, \%$	$\pm \delta_{Wочн}, \%$	$\pm \delta_W, \%$	$\pm \delta_{Wочн}, \%$	$\pm \delta_W, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,5S	1,0	1,9	2,8	1,2	2,3	1,0	2,2	1,0	2,2
ТН – 0,5	0,8	2,7	3,6	1,9	3,1	1,4	2,8	1,4	2,8
счётчик – 0,5S	0,5	4,9	5,7	3,1	4,3	2,3	3,8	2,3	3,8
ТТ – 0,5S	1,0	1,6	1,8	1,1	1,3	0,9	1,2	0,9	1,2
ТН – 0,5	0,8	2,6	2,7	1,7	1,9	1,2	1,6	1,2	1,6
счётчик – 0,2S	0,5	4,8	5,0	3,0	3,2	2,2	2,5	2,2	2,5
ТТ – 0,2S	1,0	1,4	2,4	0,8	2,1	0,7	2,1	0,7	2,1
ТН – 0,2	0,8	1,5	2,8	1,3	2,7	0,9	2,5	0,9	2,5
счётчик – 0,5S	0,5	1,9	3,6	1,6	3,4	1,1	3,2	1,1	3,2
ТТ – 0,2S	1,0	0,9	1,2	0,6	1,0	0,5	0,9	0,5	0,9
ТН – 0,2	0,8	1,1	1,5	0,9	1,3	0,6	1,2	0,6	1,2
счётчик – 0,2S	0,5	1,7	2,1	1,3	1,8	0,9	1,6	0,9	1,6
ТТ – 0,2S	1,0	1,4	2,5	0,9	2,2	0,9	2,2	0,9	2,2
ТН – 0,5	0,8	1,6	2,9	1,4	2,8	1,1	2,6	1,1	2,6
счётчик – 0,5S	0,5	2,2	3,7	1,9	3,6	1,5	3,4	1,5	3,4
ТТ – 0,2S	1,0	1,0	1,3	0,8	1,1	0,7	1,1	0,7	1,1
ТН – 0,5	0,8	1,3	1,6	1,1	1,5	0,9	1,3	0,9	1,3
счётчик – 0,2S	0,5	2,0	2,4	1,7	2,1	1,4	1,9	1,4	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,5S	1,0	1,8	2,7	1,1	2,3	0,9	2,2	0,9	2,2
ТН – 0,2	0,8	2,7	3,6	1,8	3,0	1,2	2,7	1,2	2,7
счётчик – 0,5S	0,5	4,8	5,6	2,9	4,2	2,0	3,6	2,0	3,6
ТТ – 0,5S	1,0	1,5	1,7	0,9	1,2	0,7	1,1	0,7	1,1
ТН – 0,2	0,8	2,5	2,7	1,5	1,8	1,1	1,4	1,1	1,4
счётчик – 0,2S	0,5	4,7	4,8	2,8	3,0	1,9	2,3	1,9	2,3
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,8	2,7	1,2	2,3	1,0	2,2
ТН – 0,5	0,8	-	-	3,0	3,9	1,7	2,9	1,4	2,8
счётчик – 0,5S	0,5	-	-	5,5	6,3	3,0	4,2	2,3	3,8
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,8	1,9	1,1	1,3	0,9	1,2
ТН – 0,5	0,8	-	-	2,9	3,0	1,6	1,9	1,2	1,6
счётчик – 0,2S	0,5	-	-	5,4	5,6	2,9	3,2	2,2	2,5
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,8	2,7	1,1	2,3	0,9	2,2
ТН – 0,2	0,8	-	-	2,9	3,8	1,6	2,9	1,2	2,7
счётчик – 0,5S	0,5	-	-	5,4	6,2	2,8	4,1	2,0	3,6
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,7	1,9	0,9	1,2	0,7	1,1
ТН – 0,2	0,8	-	-	2,8	3,0	1,5	1,7	1,1	1,4
счётчик – 0,2S	0,5	-	-	5,3	5,5	2,7	3,0	1,9	2,3
ТТ – 0,5S	1,0	1,8	2,7	1,0	2,2	0,8	2,2	0,8	2,2
ТН – нет	0,8	2,6	3,5	1,7	3,0	1,1	2,6	1,1	2,6
счётчик – 0,5S	0,5	4,7	5,6	2,8	4,1	1,9	3,5	1,9	3,5
ТТ – 0,5S	1,0	1,5	1,7	0,9	1,2	0,6	1,0	0,6	1,0
ТН – нет	0,8	2,4	2,6	1,5	1,8	1,0	1,4	1,0	1,4
счётчик – 0,2S	0,5	4,6	4,8	2,7	3,0	1,8	2,2	1,8	2,2
ТТ – 0,2S	1,0	1,3	2,4	0,7	2,1	0,6	2,1	0,6	2,1
ТН – нет	0,8	1,4	2,8	1,2	2,7	0,7	2,5	0,7	2,5
счётчик – 0,5S	0,5	1,8	3,5	1,4	3,3	0,9	3,1	0,9	3,1
ТТ – 0,2S	1,0	0,8	1,2	0,4	0,9	0,3	0,9	0,3	0,9
ТН – нет	0,8	1,1	1,4	0,8	1,2	0,5	1,1	0,5	1,1
счётчик – 0,2S	0,5	1,5	2,0	1,1	1,6	0,7	1,4	0,7	1,4
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,7	2,7	1,0	2,2	0,8	2,2
ТН – нет	0,8	-	-	2,9	3,8	1,5	2,8	1,1	2,6
счётчик – 0,5S	0,5	-	-	5,4	6,1	2,7	4,0	1,9	3,5
ТТ – 0,5	1,0	-	-	1,7	1,8	0,9	1,2	0,6	1,0
ТН – нет	0,8	-	-	2,8	2,9	1,4	1,7	1,0	1,4
счётчик – 0,2S	0,5	-	-	5,3	5,4	2,6	2,9	1,8	2,2
ТТ – нет	1,0	-	-	1,5	4,0	1,0	3,8	1,0	3,8
ТН – нет	0,8	-	-	1,5	4,4	1,0	4,2	1,0	4,2
счётчик – 1,0	0,5	-	-	1,5	4,9	1,0	4,8	1,0	4,8
ТТ – нет	1,0	-	-	1,0	2,3	0,5	2,1	0,5	2,1
ТН – нет	0,8	-	-	1,0	2,6	0,6	2,5	0,6	2,5
счётчик – 0,5S	0,5	-	-	1,0	3,2	0,6	3,1	0,6	3,1

Таблица 4 – Границы основной относительной погрешности и относительной погрешности с учетом дополнительных погрешностей от действия влияющих величин измерительных каналов (приписанные характеристики) при измерении реактивной электрической энергии

Состав ИК	Значение $\cos\varphi$	2 % $I_{\text{ном}(6)} \leq I < 5 \text{ % } I_{\text{ном}(6)}$		5 % $I_{\text{ном}(6)} \leq I < 20 \text{ % } I_{\text{ном}(6)}$		20 % $I_{\text{ном}(6)} \leq I < 100 \text{ % } I_{\text{ном}(6)}$		100 % $I_{\text{ном}(6)} \leq I \leq 120 \text{ % } I_{\text{ном}(I_{\text{макс}})}$	
		$\pm\delta_{\text{Wочн, \%}}$	$\pm\delta_{\text{W, \%}}$	$\pm\delta_{\text{Wочн, \%}}$	$\pm\delta_{\text{W, \%}}$	$\pm\delta_{\text{Wочн, \%}}$	$\pm\delta_{\text{W, \%}}$	$\pm\delta_{\text{Wочн, \%}}$	$\pm\delta_{\text{W, \%}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	4,1	6,4	2,9	5,6	2,1	5,3	2,1	5,3
	0,5	2,7	4,8	1,8	4,3	1,5	4,2	1,5	4,2
ТТ – 0,5S ТН – 0,5 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	4,0	5,0	2,6	4,0	1,9	3,5	1,9	3,5
	0,5	2,4	3,2	1,5	2,5	1,2	2,3	1,2	2,3
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	2,1	5,3	1,9	5,2	1,3	5,0	1,3	5,0
	0,5	1,9	4,4	1,3	4,2	1,2	4,1	1,2	4,1
ТТ – 0,2S ТН – 0,2 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	1,7	3,5	1,4	3,3	1,0	3,2	1,0	3,2
	0,5	1,4	2,5	0,8	2,2	0,7	2,1	0,7	2,1
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	2,3	5,4	2,1	5,3	1,6	5,1	1,6	5,1
	0,5	2,0	4,4	1,4	4,2	1,3	4,2	1,3	4,2
ТТ – 0,2S ТН – 0,5 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	1,9	3,6	1,7	3,4	1,3	3,3	1,3	3,3
	0,5	1,6	2,5	1,0	2,3	0,9	2,2	0,9	2,2
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	4,0	6,3	2,7	5,6	1,9	5,2	1,9	5,2
	0,5	2,7	4,8	1,7	4,3	1,4	4,2	1,4	4,2
ТТ – 0,5S ТН – 0,2 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	3,9	4,9	2,4	3,9	1,6	3,4	1,6	3,4
	0,5	2,4	3,1	1,4	2,4	1,0	2,3	1,0	2,3
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	-	-	4,6	6,7	2,6	5,5	2,1	5,3
	0,5	-	-	2,7	4,8	1,8	4,3	1,5	4,2
ТТ – 0,5 ТН – 0,5 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	-	-	4,4	5,4	2,4	3,9	1,9	3,5
	0,5	-	-	2,5	3,2	1,5	2,5	1,2	2,3
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 счётчик – 1,0	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	-	-	4,5	6,6	2,4	5,4	1,9	5,2
	0,5	-	-	2,6	4,7	1,7	4,3	1,4	4,2
ТТ – 0,5 ТН – 0,2 счётчик – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,8	-	-	4,3	5,3	2,3	3,8	1,6	3,4
	0,5	-	-	2,4	3,2	1,4	2,4	1,0	2,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТТ – 0,5S	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	4,0	6,3	2,7	5,5	1,8	5,2	1,8	5,2
счётчик – 1,0	0,5	2,6	4,8	1,6	4,3	1,3	4,2	1,3	4,2
ТТ – 0,5S	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	3,8	4,9	2,4	3,8	1,5	3,4	1,5	3,4
счётчик – 0,5	0,5	2,3	3,1	1,3	2,4	1,0	2,2	1,0	2,2
ТТ – 0,2S	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	2,0	5,3	1,8	5,2	1,2	5,0	1,2	5,0
счётчик – 1,0	0,5	1,8	4,4	1,2	4,1	1,1	4,1	1,1	4,1
ТТ – 0,2S	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	1,6	3,4	1,3	3,3	0,8	3,1	0,8	3,1
счётчик – 0,5	0,5	1,4	2,4	0,7	2,1	0,6	2,1	0,6	2,1
ТТ – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	-	-	4,5	6,6	2,4	5,4	1,8	5,2
счётчик – 1,0	0,5	-	-	2,6	4,7	1,6	4,3	1,3	4,2
ТТ – 0,5	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	-	-	4,3	5,3	2,2	3,7	1,5	3,4
счётчик – 0,5	0,5	-	-	2,4	3,1	1,3	2,4	1,0	2,2
ТТ – нет	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	-	-	2,5	9,8	2,0	9,7	2,0	9,7
счётчик – 2,0	0,5	-	-	2,5	7,6	2,0	7,4	2,0	7,4
ТТ – нет	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
ТН – нет	0,8	-	-	1,5	5,1	1,0	5,0	1,0	5,0
счётчик – 1,0	0,5	-	-	1,5	4,3	1,0	4,1	1,0	4,1

П р и м е ч а н и я

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 электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 5 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ ток, % от I_6 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 2(5) до 120 от 5 до $I_{макс}$ 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ ток, % от I_6 коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: ТТ, ТН, °С счётчиков, °С УСВ, сервер БД, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 5 до $I_{макс}$ от 0,5 до 1,0 от 0,50 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -30 до +30 от +15 до +25
Глубина хранения информации: счётчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счётчики: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000

Надежность системных решений:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счётчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счётчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счётчиках электрической энергии;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов-формуляров на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знаков утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) АО «ЭСК»	-	1*
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	87310120.411711.001.ФО	1
Руководство по эксплуатации	87310120.411711.001.РЭ	1
Примечание – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений. * Комплектация АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре конкретного экземпляра АИИС КУЭ.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 87310120.411711.001.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) АО «ЭСК», аттестованном ФБУ «Тест-С.-Петербург», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314421.

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»;

87310120.411711.001.ТУ «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) АО «ЭСК». Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода»
(АО «ЭСК»)

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47, литер О, пом. 1-Н кабинет 401

ИНН 7805465749

Телефон: (812) 302-60-12

E-mail: office@es.kzgroup.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Энергосбытовая компания Кировского завода»

(АО «ЭСК»)

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47, литер О, пом. 1-Н кабинет 401

Адрес места осуществления деятельности: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47, литер О

ИНН 7805465749

Телефон: (812) 302-60-12

E-mail: office@es.kzgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге, Ленинградской и Новгородской областях, Республике Карелия»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

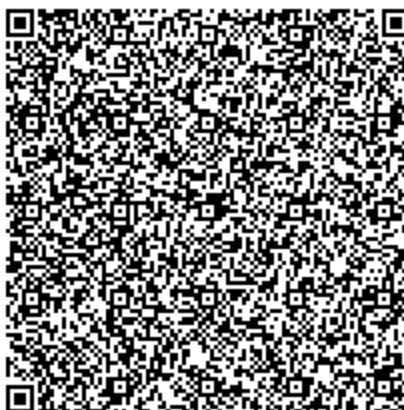
Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Екатерингофский, ул. Курляндская, д. 1, литера А

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.311484



Регистрационный № 96569-25

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная ИС-14-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная ИС-14-1 (далее – Система) предназначена для измерений основных параметров при стендовых испытаниях газотурбинных двигателей: силы от тяги, частоты вращения роторов, массового расхода топлива, прокачки масла, температуры газов и жидкостей, давления газов и жидкостей, напряжения постоянного тока и силы постоянного тока, сопротивления постоянному току.

Описание средства измерений

Конструктивно Система представляет собой модульную автоматизированную систему сбора данных, включающую станции сбора данных (ССД), компьютер АРМ, коммутационное оборудование и источники бесперебойного питания, первичных преобразователей.

Функционально Система включает в себя следующие измерительные каналы (ИК):

- ИК расхода топлива;
- ИК прокачки масла;
- ИК силы от тяги;
- ИК частоты переменного тока, соответствующей частоте вращения роторов;
- ИК избыточного и разности давлений газообразных и жидких сред;
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры газообразных сред в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХК (L);
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры газообразных сред в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (K);
- ИК температуры, измеренной ПП термоэлектрического типа ХК (L);
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры корпусов и деталей ГТД в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (K);
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры корпусов и деталей ГТД в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХК (L);
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующее значениям температуры газообразных сред, температуры корпусов и деталей в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (K), ХК (L);
- ИК температуры в диапазоне преобразований ПП терморезистивного типа (термометров сопротивления);
- ИК напряжения и силы постоянного тока, сопротивления постоянному току.

ИК расхода топлива

ИК включает в свой состав счетчик-расходомер массовый Метран-360М (рег. № 89922-23) с преобразователем серии Т001. Электрический сигнал с выхода датчика направляется ко входу модуля MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного

МІС-236, где преобразуются в цифровой код. Последний поступает в компьютер верхнего уровня, где преобразуется на основании градуировочных характеристик в соответствующий цифровой код расхода топлива.

ИК прокачки масла

ИК включает в свой состав счетчик-расходомер массовый Метран-360М (рег. № 89922-23) с преобразователем серии Т001. Электрический сигнал с выхода направляется ко входу модуля MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуются в цифровой код. Последний поступает в компьютер верхнего уровня, где преобразуется на основании градуировочных характеристик в соответствующий цифровой код расхода топлива.

ИК силы от тяги

Силоизмерительная система (СИС) содержит следующие элементы:

- динамометрическую платформу (ДМП), опирающуюся на 4 упругие ленты;
- рабочий тензорезисторный датчик силы типа М50-1-СЗ, работающий на сжатие.
- стендовое градуировочное устройство, состоящее из электронного загрузочного устройства и эталонного датчика и предназначенное для оперативного контроля точностных параметров СИС и создания силы подгрузки на ДМП.

Сила от тяги двигателя, приложенная к ДМП, уравнивается силой реакции рабочего датчика. Его выходной сигнал, пропорциональный силе от тяги, поступает на модуль MR-212 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуется в пропорциональный цифровой код. Последний в компьютере верхнего уровня с помощью градуировочной зависимости преобразуется в цифровой код измеряемой силы.

ИК частоты переменного тока, соответствующей частоте вращения роторов.

ИК реализован на базе нормализатора сигнала ME-408В и модуля измерения частоты MR-452. Частотный сигнал, соответствующий частоте вращения ротора двигателя, поступает на вход нормализатора сигналов ME-408В и далее на вход модуля MR-452 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236. Цифровой код с которого поступает в компьютер верхнего уровня системы, где на основании градуировочной зависимости преобразуются в цифровой код частоты вращения ротора.

ИК абсолютных, избыточных и разности давлений газообразных и жидких сред

ИК предназначен для измерения давления воздуха, газа и жидкостей. ИК включают в свой состав преобразователи давления APC-2000PD, APR-2000PD (рег. № 79947-20); Метран-150TG, Метран-150CD (рег. № 32854-13); PC-28 (рег. № 79947-20).

Электрические сигналы с выходов преобразователей давления направляются на входы модуля MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, который преобразует их в цифровые коды измеряемых сигналов. Последние поступают в компьютер верхнего уровня, где преобразуются на основании градуировочных характеристик в соответствующие цифровые коды давлений.

ИК напряжения постоянного тока, измеренной ПП термоэлектрического типа ХК (L)

ИК реализованы на базе комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-140. Электрические напряжения с выходов ПП термоэлектрического типа ХК (L) поступают на вход МІС-140, где преобразуются в измеренное значение температуры с учетом поправки на температуру «холодных» спаев, которые размещены на клеммах этого прибора.

ИК напряжения постоянного тока, соответствующее значениям температуры, в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (К), ХК (L)

ИК реализованы на базе комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-140. Электрические напряжения с выходов ПП (не входящих в состав системы) термоэлектрического типа ХА (К), ХК (L) поступают на вход МІС-140, где преобразуются в измеренное значение температуры с учетом поправки на температуру «холодных» спаев, которые размещены на клеммах этого прибора.

ИК температуры в диапазоне преобразований ПП терморезистивного типа (термометров сопротивления)

ИК предназначен для измерения температуры воздуха (газа) и жидкостей. ИК включают в свой состав термопреобразователи сопротивления ТС серии 1288BC/5 (рег. № 58808-14); Метран-2000 (рег. № 38550-13); преобразователи температуры СТ (рег. № 77841-20).

Принцип действия ИК основан на измерении и преобразовании температуры в электрический сигнал (сопротивление постоянному току), пропорциональный измеряемой температуре, который поступает на вход модуля MR-227R3 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236 и далее преобразуется в цифровые коды измеряемых сигналов. Последние поступают в компьютер верхнего уровня, где преобразуются на основании градуировочных характеристик в соответствующие цифровые коды температуры.

ИК напряжения и силы постоянного тока, сопротивления постоянному току

ИК напряжения постоянного тока реализованы на базе модулей MR-114 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236.

ИК силы постоянного тока реализованы на базе модулей MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236.

ИК силы постоянного тока реализованы на базе модулей MR-227R3 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236.

Общий вид составных частей Системы представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1), наносится на бирку в месте, указанном на рисунке 3.

Защита от несанкционированного доступа к компонентам Системы обеспечивается:

- ограничением доступа к месту установки Системы;
- запирающим ключом замков на дверях элементов Системы (рисунок 4).

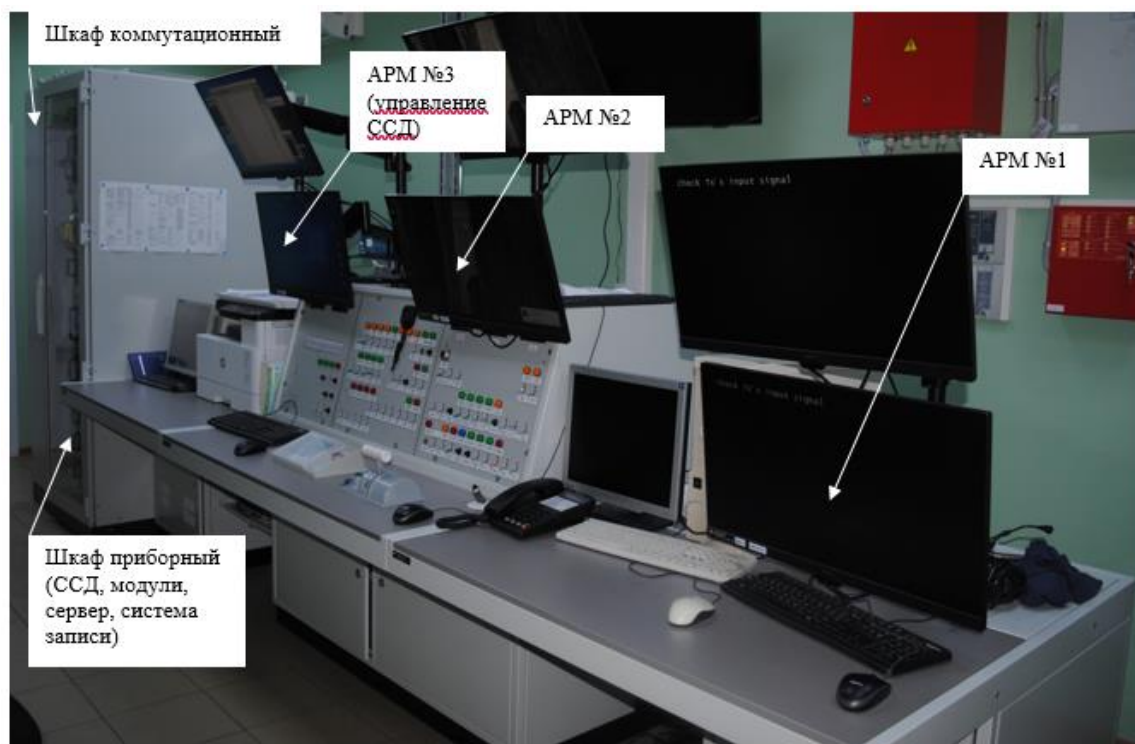


Рисунок 1 – Общий вид Системы

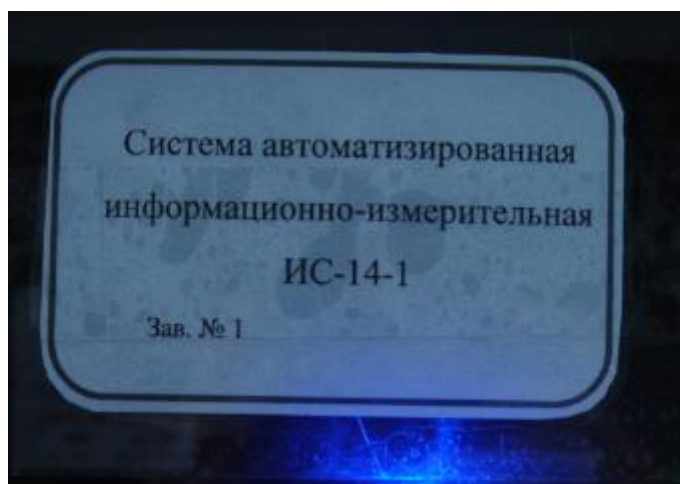


Рисунок 2 – Заводская маркировка системы



Рисунок 3 – Шкаф приборный. Общий вид



Рисунок 4 – Запирающий механизм шкафа приборного

Программное обеспечение

Включает общее и функциональное программное обеспечение (ПО).

В состав общего ПО входит операционная система Windows 10 «Pro» (64-разрядная).

Функциональное программное обеспечение представлено программами: StendServer, WrSystem, pMetrology, SSDTime, MIC «Recorder».

Метрологически значимой частью ПО является метрологический модуль scales.dll программы управления комплексом MIC «Recorder» (таблица 1).

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

Таблица 1 – Идентификационные данные функционального ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MIC «Recorder»
Метрологически значимая часть ПО	scales.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.6.0.3
Цифровой идентификатор ПО	24CBC163
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32 по IEEE 1059-1993

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики Системы приведены в таблицах 2 – 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики Системы

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
ИК расхода топлива				
Расход топлива	Расход массовый	от 27 до 275 кг/ч включ.	±0,5 % от ВП	1
		св. 275 до 550 кг/ч включ.	±0,5 % от ИЗ	
ИК прокачки масла				
Прокачка масла через изделие (изд. 84, 85)	Расход объемный	от 5,5 до 8,1 л/мин	±3 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
ИК силы от тяги				
Станочная составляющая тяги (измеренная сила тяги)	Сила от тяги	от 0 до 200 кгс включ.	±0,5 % от ВП	1
		св. 200 до 400 кгс включ.	±0,5 % от ИЗ	
ИК частоты переменного тока, соответствующей частоте вращения роторов				
Частота вращения ротора 1)	Частота переменного тока	от 300 до 4000 Гц	±0,15 % от ВП	2
Частота вращения ротора 1)	Частота переменного тока	от 1000 до 5000 Гц	±0,15 % от ВП	2

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
ИК избыточного и разности давлений газообразных и жидких сред				
Давление воздуха (газов) по тракту ГТД	Избыточное давление	от 30 до 350 кПа	$\pm 0,5\%$ от ВП НЗ (НЗ=170 кПа)	1
		от 0 до 1600 кПа	$\pm 0,5\%$ от ВП НЗ (НЗ=1300 кПа)	1
Перепад между полным давлением воздуха на входе в изделие и атмосферным давлением при работе с наддувом (изд. 84, 85)	Разность давлений	от 0 до 70 кПа	$\pm 0,4\%$ от НЗ (НЗ=0,4 кгс/см ²)	12
Перепад между полным давлением воздуха на входе в изделие и атмосферным давлением при работе с наддувом (изд. 64М, 64Р)	Разность давлений	от 0 до 60 кПа	$\pm 0,4\%$ от НЗ (НЗ=0,4 кгс/см ²)	
Перепад между статическим давлением воздуха в мерном сечении РМК и атмосферным давлением при работе с наддувом (изд. 84, 85)		от 0 до 70 кПа	$\pm 0,4\%$ от НЗ (НЗ=0,4 кгс/см ²)	
Перепад между полным давлением и статическим давлениями в мерном сечении РМК при работе с наддувом (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 40 кПа	$\pm 0,4\%$ от НЗ (НЗ=0,4 кгс/см ²)	2
Перепад между полным давлением воздуха на входе в РМК и атмосферным при работе без наддува (изд. 84, 85)		от 0 до 10 кПа	± 50 Па	1
Перепад давлений между атмосферным и статическим давлением в мерном сечении РМК при работе без наддува (изд. 84, 85)		от 0 до 25 кПа	$\pm 0,4\%$ от ВП	2
Перепад между		от 0 до 60 кПа	$\pm 0,4\%$ от НЗ	1

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
статическим давлением воздуха в полости подвижного лабиринтного уплотнения РМК и атмосферным давлением			НЗ=60 кПа	
Перепад между атмосферным давлением и давлением окружающей среды на срезе сопла		от 0 до 2,5 кПа	±0,5 % от ВП НЗ (НЗ=0,02 кгс/см ²)	1
Перепад давления на мерном устройстве в магистральной отборке из КНД (изд. 84, 85)	Разность давлений	от 0 до 10 кПа	±0,5 % от ВП	1
Давление воздуха до шайбы (мерного устройства) в магистральной отборке из КНД (изд.84, 85)	Избыточное давление	от 0 до 314 кПа	±0,5 % от ВП	1
Давление топлива на входе в изделие		от 0 до 400 кПа (от 0 до 4 кгс/см ²)	±0,6 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление топлива в воспламенителе (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 500 кПа (от 0 до 5 кгс/см ²)	±0,6 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	
Перепад давления топлива на гидравлических фильтрах	Разность давлений	от 0 до 392,266 кПа (от 0 до 4 кгс/см ²)	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масла на входе в магистраль нагнетания за фильтром тонкой очистки (изд. 84, 85)	Избыточное давление	от 0 до 6 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масла на входе в магистраль нагнетания перед фильтром тонкой очистки (изд. 84, 85)		от 0 до 6 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление воздуха в маслобаке (изд. 84, 37- 01Э)		от -0,2 до +0,4 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масла на входе в		от 0 до 6 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ	1

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
изделие (изд. 84, 85)			(НЗ=ВПИ)	
Давление воздуха в магистрали суфлирования маслобака двигателя Рсуф (изд. 84, 85)		от -0,2 до +0,4 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масла в магистрали откачки за фильтром (изд. 84, 85)		от 0 до 6 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масла в магистрали откачки перед фильтром тонкой очистки (изд. 84, 85)	Избыточное давление	от 0 до 6 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масляно- воздушной смеси, подводимой к подшипнику опоры компрессора (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 200 кПа (от 0 до 2 кгс/см ²)	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление масляно- воздушной смеси, подводимой к подшипнику опоры турбины (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 200 кПа (от 0 до 2 кгс/см ²)	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление в магистрали подвода воздуха к МВР опоры компрессора (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 300 кПа (от 0 до 3 кгс/см ²)	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление в магистрали подвода воздуха к МВР опоры турбины (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 300 кПа (от 0 до 3 кгс/см ²)	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление воздуха на входе в воспламенитель в системе подачи воздуха к воспламенителю (изд. 64М, 64Р)		от 0 до 40 кгс/см ²	±0,75 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
Давление воздуха на		от 1,4 до 4,3 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ	1

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
охлаждение маслобака			(НЗ=ВПИ)	
Давление воздуха в магистральной подвода воздуха высокого давления		от 0 до 160 кгс/см ²	±5% от ВП	1
Давление воздуха в системе раскрутки на входе в изделие		от 0 до 160 кгс/см ²	±5% от ВП	1
Давление масла на входе в изделие в системе консервации		от 0 до 2,5 кгс/см ²	±1 % от ВП НЗ (НЗ=ВПИ)	1
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры газообразных сред в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХК (L)				
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре воздуха за компрессором в диапазоне от 0 до 450 °С (от 273 до 723 К) для термопары ХК (L) (изд. 84, 85) ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от 0 до 35,888 мВ	±0,09 % ВП	1
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры газообразных сред в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (К)				
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре газа за турбиной в диапазоне от 0 до 1100 °С (от 273 до 1373 К) для термопар ХА (К)	Напряжение постоянного тока	от 0 до 45,119 мВ	±0,07% ВП	1
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре газа на срезе сопла в диапазоне от 0 до 1300 °С (от 273 до 1573 К) для термопар ХА (К)	Напряжение постоянного тока	от 0 до 52,410 мВ	±0,06 % ВП	16
ИК температуры, измеренной ПП термоэлектрического типа ХК (L)				
Температура воздуха на входе в изделие при работе с наддувом (изд. 84, 85)	Температура	от 278 до 323 К включ. (от +5 до +50 °С включ.)	γ: ±0,5 % от ВП	10
		св. 323 до 368 К	δ: ±0,5 % от ИЗ	

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
		включ. (св. +50 до +95 °С включ.)		
Температура воздуха на входе в изделие при испытании с наддувом (изд. 64М, 64Р)		от 273 до 319 К включ. (от 0 до +46 °С включ.)	$\gamma: \pm 0,5 \% \text{ от ВП}$	12
		св. 319 до 365 К включ. (св. +46 до +92 °С включ.)	$\delta: \pm 0,5 \% \text{ от ИЗ}$	
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры корпусов и деталей ГТД в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХА (К)				
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре наружной обоймы подшипника опоры компрессора в диапазоне от 20 до 400 °С (от 293 до 673 К для термопар ХА (К)) ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от 0,798 до 16,397 мВ	$\pm 0,19 \% \text{ от ВП}$	2
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре технологического воспламенителя в диапазоне от 0 до 1300 °С (от 273 до 1573 К) для термопар ХА (К) ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от 0 до 52,410 мВ	$\pm 0,06 \% \text{ от ВП}$	1
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры корпусов и деталей ГТД в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ХК (L)				
Напряжение постоянного тока, соответствующее температуре наружной обоймы и корпуса подшипника опоры турбины в диапазоне от 20 до 400 °С (от 293 до 673 К) для термопар ХК (L) ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от 1,290 до 31,492 мВ	$\pm 0,1 \% \text{ от ВП}$	4
ИК напряжения постоянного тока, соответствующее значениям температуры газообразных сред, температуры корпусов и деталей в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического				

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
типа ТХА (К), ТХК (L)				
Напряжение постоянного тока, соответствующее значениям температуры газообразных сред, температуры корпусов и деталей в диапазоне преобразований ПП термоэлектрического типа ТХА (К), ТХК (L), мВ ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от -2 до +55 мВ	±0,06 % от ВП	1
ИК температуры в диапазоне преобразований ПП терморезистивного типа (термометров сопротивления)				
Температура воздуха на входе в изделие при работе без наддува	Сопротивление постоянному току	от -30 до +10 °С включ. (от 243 до 283 К включ.)	γ: ±0,5 % от ВП	6
		св. +10 до +50 °С включ. (св. 283 до 323 К включ.)	δ: ±0,5 % от ИЗ	
Температура в магистрали отбора воздуха от КНД (изд. 84, 85)		от 0 до +200 °С (от 273 до 473 К)	±2 К	1
Температура масла на входе в изделие (изд. 84, 85)		от 0 до +250 °С	±1 % от ВП	1
Температура масла на выходе из опоры турбины (изд. 84, 85)		от 0 до +266 °С	±1 % от ВП	1
Температура воздуха на охлаждение маслобака		от -20 до +50 °С	±1,5 % от ВП	1
Температура масла на входе в изделие в системе консервации		от +60 до +80 °С	±1 % от ВП	1
ИК напряжения и силы постоянного тока, сопротивления постоянному току				
Сила постоянного тока ¹⁾	Сила постоянного тока	от 4 до 20 мА	±0,1 % от ВП	18
Сопротивление	Сопротивление	от 0,1 до 200 Ом	±0,1 % от ВП	4

Измеряемые параметры (обозначение в Системах)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во ИК
1	2	3	4	5
постоянному току, в т.ч. термопреобразователей сопротивления	постоянному току			
Сила постоянного тока, соответствующая значениям вибрации в диапазоне от 1 до 100 мм/с ¹⁾	Сила постоянного тока	от 4 до 20 мА	±0,1 % от ВП	3
Напряжение постоянного тока (телеметрические сигналы) ¹⁾	Напряжение постоянного тока	от 0 до 10 В	γ: ±0,06 % от ВП	16
Примечания: ИЗ – измеряемое значение; ВПИ - верхний предел измерения; НЗ – нормируемое значение; ¹⁾ Часть ИК не содержит первичных преобразователей, которые поставляются в составе испытываемого двигателя и подсоединяются к Системе только на период испытаний.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики Системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	от 210 до 230
- частота переменного тока, Гц	от 49 до 51
Потребляемая мощность, кВт, не более:	6
Габаритные размеры составных частей, м, (ширина×длина×высота), не более:	
- комплекс измерительный магистрально-модульный МИС-236	484×177×360
- модуль измерения температуры (термопары)	206 × 229× 90
Условия эксплуатации в помещении пультовой:	
- температура, °С	от +15 до + 30
- относительная влажность воздуха, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 80 до 120
Условия эксплуатации в помещении испытательного бокса:	
- температура, °С	от -40 до + 40
- относительная влажность воздуха, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 80 до 120

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

№ п/п	Обозначение	Наименование	Количество
1	2	3	4
1	Комплекс измерительно-вычислительный в защищенном исполнении испытательного стенда № 14-1, зав.№1:	МБДА.3032.0300.100	1
1.1	Стойка приборная:	БЛИЖ.408310.004.245	1
1.1.1	Комплекс измерительный магистрально-модульный МИС-236:	БЛИЖ.422212.236.001-08	1
1.1.1.1	Модуль крейт-контроллер	БЛИЖ.421722.101.003-07	1
1.1.1.2	Модуль измерения напряжения MR-114	БЛИЖ.404241.114.007	1
1.1.1.3	Модуль измерения силы постоянного тока MR-114C2	БЛИЖ.404241.114.010	4
1.1.1.4	Модуль измерения частоты периодического сигнала MR-451	БЛИЖ.404241.451.001	1
1.1.1.5	Модуль измерения относительного напряжения тензодатчиков MR-212	БЛИЖ.404241.212.001	1
1.1.1.6	Модуль измерения сопротивления постоянному току MR-227R3	БЛИЖ.404241.227.013	2
1.1.1.7	Модуль ввода дискретных сигналов MR-405	БЛИЖ.404241.405.006	1
1.1.1.8	Модуль вывода дискретных сигналов MR-406	БЛИЖ.404241.406.002-01	1
1.2	Шкаф коммутационный	БЛИЖ.408320.136.199	1
1.3	Шкаф кроссировочный	408.320.151.110	1
1.4	Комплекс измерения температур МИС-140-48	БЛИЖ.422212.140.003	1
1.5	Система определения метеоусловий	БЛИЖ.402490.021.078	1
1.6	Комплекс ТЗИС	БЛИЖ.402490.021.078	1
1.7	Электродиспетчеризационная система управления	МРКД.4946.1700.000	1
1.8	Автоматизированное рабочее место	МБДА.3032.0369.001	1
1.9	Автоматизированное рабочее место	МБДА.3032.0369.002	1
1.10	Станция сбора данных	МБДА.3032.0369.003	1
1.11	Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.028	1
1.12	Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.029	1
1.13	Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.030	1
1.14	Индикатор Modbus (RS-485) трехцветный ОВЕН СМН2-Н	-	1
1.15	МФУ лазерный HP LaserJet Pro M438n	-	1
1.16	Комплект кабелей	БЛИЖ.402490.018.492	1

Продолжение таблицы 4

№ п/п	Обозначение	Наименование	Количество
1	2	3	4
2	Комплект первичных преобразователей, в том числе:	-	1
2.1	Датчик сжатия мембранного типа	M50-1-C3, E _{max} =1т	1
2.2	Счетчик-расходомер массовый	Метран-360М	1
2.3	Счетчик-расходомер массовый	Метран-360М	1
2.4	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/ /Exi/Q/0...0,7МПа/ 0...0,5МПа	2
2.5	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/ Exi/Q/0-0,7МПа/ 0-0,4МПа	5
2.6	Датчик избыточного давления	Aplisens APC- 2000PD/Exi/Q/0-2,5МПа/0- 1,6МПа	1
2.7	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/ Exi/Q/0-2,5МПа/ 0-1,0МПа	5
2.8	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/Exi/ 0- 16МПа/0...16МПа	1
2.9	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/ Exi/Q/0-7МПа/0-4МПа	1
2.10	Датчик избыточного давления	Aplisens APC-2000PD/ Exi/Q/0-7МПа/0-500кПа	1
2.11	Датчик избыточного давления	PC-28/ 0...25МПа	1
2.12	Датчик избыточного давления	Метран-150TG2T (0...400кПа) 2G 2 1 A M4 EM 2F 2 B4 K03	1
2.13	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD /Exi/Q/ 0...250кПа/ 0...100кПа	1
2.14	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD /Exi/Q/ 0...100кПа/ 0...40кПа	2
2.15	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD /Exi/Q/ 0...250кПа/ 0...70кПа	12
2.16	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD/ Exi/Q/0-25кПа/ 0-10кПа	1
2.17	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD/ Exi/Q/0-25кПа/ 0-25кПа	2
2.18	Датчик избыточного давления	Aplisens APR-2000PD/ Exi/Q/0...1,6МПа/0...500кПа	1
2.19	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD/ Exi/Q/- 0,5...7 кПа/ 0...2,5кПа	1
2.20	Датчик перепада давления	Метран-150CD3T (0...16кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 EM D5 2 B4 K03	1
2.21	Датчик перепада давления	Aplisens APR-2000PD/ Exi/Q/ 50...50кПа/ -50...50кПа	2

Продолжение таблицы 4

№ п/п	Обозначение	Наименование	Количество
1	2	3	4
2.19	Термометр сопротивления	ТС-1288	6
2.20	Термометр ХК (типа L)	842200010	2
2.21	Термометр ХК (типа L)	642210950	2
2.22	Термометр сопротивления	Метран-2000	1
2.23	Термометр сопротивления	СТ/NA	4
3	Программное обеспечение	«Recorder»	1
4	Формуляр	007-0547-ИС-14-1-2025 ФО	1
5	Руководство по эксплуатации	007-0547-ИС-14-1-2025 РЭ	1
6	Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.3 руководства по эксплуатации 007-0547-ИС-14-1-2025 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6.12.2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22.10.2019 № 2498 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28.07.2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ОСТ 1 01021-93 Стенды испытательные авиационных газотурбинных двигателей. Общие требования.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «ОДК-Сатурн»
(ПАО «ОДК-Сатурн»)
ИНН 7610052644
Юридический адрес: 152903, Ярославская область, г. Рыбинск, проспект Ленина, 163
Телефон: +7 (4855) 328-100
Факс: +7 (4855) 329-000
E-mail: saturn@uec-saturn.ru

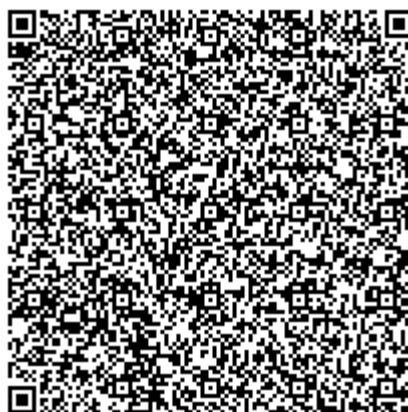
Изготовитель

Публичное акционерное общество «ОДК-Сатурн»
(ПАО «ОДК-Сатурн»)
ИНН 7610052644
Адрес: 152903, Ярославская область, г. Рыбинск, проспект Ленина, 163
Телефон: +7 (4855) 328-100
Факс: +7 (4855) 329-000
E-mail: saturn@uec-saturn.ru

Испытательный центр

Государственный научный центр Федеральное автономное учреждение
«Центральный институт авиационного моторостроения имени П.И. Баранова»
(ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова»)
Адрес: 111116, Россия, Москва, ул. Авиамоторная, 2
Телефон: (499) 763-61-67
Факс: (499) 763-61-10
Адрес в Интернете: www.ciam.ru
E-mail: info@ciam.ru

Уникальный номер записи ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» об аккредитации
по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30093-11
от 24.08.2015 г.



Регистрационный № 96570-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП БВК комплекса коксовой батареи №2

Назначение средства измерения

Система измерительная АСУТП БВК комплекса коксовой батареи №2 (далее ИС АСУТП) предназначена для измерений физических величин по измерительным каналам: давления газообразных сред; температуры газообразных сред и технологических частей оборудования; вибрации технологического оборудования; уровня пыли и запыленности; диагностики состояния оборудования; формирования сигналов управления и регулирования; формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой комплекс технических и программных средств: измерительных, управляющих, коммуникационных модулей, процессорного модуля (контроллера) и серверов сбора и обработки данных (ССОД), выполняющих функцию автоматизированного рабочего места (АРМ), объединенных в многоканальную распределенную систему, проводными линиями связи. Компоненты системы размещены в электротехнических запираемых шкафах, расположенных в специализированных помещениях производственных зданий, а в операторских помещениях расположены АРМ, оснащенные мониторами, устройствами ввода (клавиатурами, манипуляторами «мышь»).

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 531-7KF00-0AB0, 6ES7 531-7PF00-0AB0 и программируемый логический контроллер CPU 1516-3PN/DP из серии Simatic S7-1500, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входных сигналов ИК разделяют на ИК измерения унифицированных сигналов постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, ИК сигналов с термоэлектрических преобразователей (термопар) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ Р 8.585-2001, ИК сигналов с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009.

– 2-й уровень представляет собой ССОД, состоящий из: компьютеров промышленного исполнения с программным обеспечением (ПО) на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, и выполняющий функции сбора и обработки данных, визуализации технологического процесса автоматизированного рабочего места.

Принцип действия ИС АСУТП основан:

- на преобразовании унифицированных аналоговых сигналов поступающих с первичных измерительных преобразователей, которые не являются частью данной ИС АСУТП, и преобразовании дискретных входных сигналов, сборе, записи (регистрации), обработке полученной информации, ее отображении на мнемосхемах АРМ в реальном времени, а также в виде трендов (графиков) по каждому измерительному каналу;
- на формировании управляющего воздействия (в виде дискретных электрических сигналов) на основе полученной измерительной информации.

Заводской № РИЦ603.03 указан на маркировочных табличках, закреплённых на электротехнических шкафах ИС АСУТП, а также указывается в паспорте, общий вид таблички приведен на рисунке 2.

ИС АСУТП имеет структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований.

Общий вид основных технических средств ИС АСУТП показан на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено.



- 1 – Оборудование шкафа управления с ПЛК; 2, 3 – Оборудование шкафов управления с модулями аналогового ввода; 4 – Оборудование шкафа с ССОД;
5 – Экран автоматизированного рабочего места.

Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств ИС АСУТП

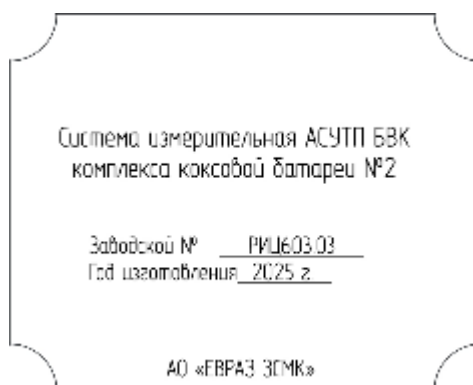


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

ИС АСУТП имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программируемом логическом контроллере (ПЛК) и ССОД.

ПО ПЛК – прикладное ПО на базе среды разработки систем автоматизации Simatic TIA Portal, идентификационное наименование – «PLC_BVK_Real», осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу исполнительных механизмов, блокировок и сигнализации.

ПО ССОД – прикладное ПО на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, идентификационное наименование – «BVK», выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора.

Защита ПО от изменения её метрологически значимой части реализована путем установки парольной защиты.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PLC_BVK_Real
Цифровой идентификатор ПО	6b9b83013e2b8b806943b0baaa1301d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	BVK
Цифровой идентификатор ПО	113c580abb4272a9bf4bcb99d9f97ca8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3, технические характеристики в таблицах 4 и 5.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Тип сигнала	Тип ИК
1	2	3	4	5
1	Температура в шкафу AZG603.03.1	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
2	Вибрация дымососа В1.1 (т.1)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
3	Вибрация дымососа В1.1 (т.2)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
4	Вибрация дымососа В1.1 (т.3)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
5	Вибрация дымососа В1.2 (т.1)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
6	Вибрация дымососа В1.2 (т.2)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
7	Вибрация дымососа В1.2 (т.3)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
8	Температура в шкафу AZ603.03.1	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
9	Температура подшипника 1 дымососа В1.1	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
10	Температура подшипника 2 дымососа В1.1	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
11	Температура подшипника 1 дымососа В1.2	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
12	Температура подшипника 2 дымососа В1.2	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
13	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.1 (ф.1)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
14	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.1 (ф.2)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
15	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.1 (ф.3)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
16	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.2 (ф.1)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
17	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.2 (ф.2)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
18	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.2 (ф.3)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
19	Перепад давления на дымососе В1.1	от -0,073 до 0,0734 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
20	Перепад давления на дымососе В1.2	от -0,073 до 0,0734 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
21	Разрежение в трубопроводе перед рукавным фильтром В1.5	от -0,05 до 0,05 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
22	Разрежение в трубопроводе после рукавного фильтра В1.5	от -0,063 до 0,063 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
23	Разрежение в трубопроводе перед рукавным фильтром В1.6	от -0,05 до 0,05 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
24	Разрежение в трубопроводе после рукавного фильтра В1.6	от -0,063 до 0,063 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
25	Температура в шкафу AZ603.03.2	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
26	Уровень пыли в бункере фильтра В1.5 (т.1)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
27	Уровень пыли в бункере фильтра В1.5 (т.2)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
28	Уровень пыли в бункере фильтра В1.6 (т.1)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
29	Уровень пыли в бункере фильтра В1.6 (т.2)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
30	Запылённость в вытяжной трубе дымососа В1.1	от 0 до 50 мг/м³	от 4 до 20 мА	СТ
31	Запылённость в вытяжной трубе дымососа В1.2	от 0 до 50 мг/м³	от 4 до 20 мА	СТ
32	Температура в шкафу AZG603.03.2	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
33	Вибрация дымососа В1.3 (т.1)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
34	Вибрация дымососа В1.3 (т.2)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
35	Вибрация дымососа В1.3 (т.3)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
36	Вибрация дымососа В1.4 (т.1)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
37	Вибрация дымососа В1.4 (т.2)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
38	Вибрация дымососа В1.4 (т.3)	от 0 до 30 мм/с	от 4 до 20 мА	СТ
39	Температура в шкафу AZ603.03.3	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
40	Температура подшипника 1 дымососа В1.3	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
41	Температура подшипника 2 дымососа В1.3	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
42	Температура подшипника 1 дымососа В1.4	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
43	Температура подшипника 2 дымососа В1.4	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
44	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.3 (ф.1)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
45	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.3 (ф.2)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
46	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.3 (ф.3)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
47	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.4 (ф.1)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
48	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.4 (ф.2)	от -50 до +180 °C	HCX Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
49	Температура обмотки электродвигателя дымососа В1.4 (ф.3)	от -50 до +180 °С	НСХ Pt100 $\alpha = 0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
50	Перепад давления на дымососе В1.3	от -0,073 до 0,0734 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
51	Перепад давления на дымососе В1.4	от -0,073 до 0,0734 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
52	Разрежение в трубопроводе перед рукавным фильтром В1.7	от -0,05 до 0,05 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
53	Разрежение в трубопроводе после рукавного фильтра В1.7	от -0,063 до 0,063 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
54	Разрежение в трубопроводе перед рукавным фильтром В1.8	от -0,05 до 0,05 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
55	Разрежение в трубопроводе после рукавного фильтра В1.8	от -0,063 до 0,063 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
56	Температура в шкафу AZ603.03.4	от -50 до +150 °С	от 4 до 20 мА	СТ
57	Уровень пыли в бункере фильтра В1.7 (т.1)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
58	Уровень пыли в бункере фильтра В1.7 (т.2)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
59	Уровень пыли в бункере фильтра В1.8 (т.1)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
60	Уровень пыли в бункере фильтра В1.8 (т.2)	от 0 до 8500 мм	от 4 до 20 мА	СТ
61	Запылённость в вытяжной трубе дымососа В1.3	от 0 до 50 мг/м ³	от 4 до 20 мА	СТ
62	Запылённость в вытяжной трубе дымососа В1.4	от 0 до 50 мг/м ³	от 4 до 20 мА	СТ
63	Температура в шкафу AZG603.03.3	от -50 до +150 °С	от 4 до 20 мА	СТ
64	Разрежение в коллекторе газов на входе в пылеочистную установку	от -0,041 до 0,041 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
65	Давление воздуха в силосе	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
66	Давление воздуха после воздухохраников	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
67	Давление воздуха в воздухохранике 1	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
68	Давление воздуха в воздухохранике 2	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
69	Давление воздуха после компрессора перед воздухохраником 1	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
70	Давление воздуха после компрессора перед воздухохраником 2	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
71	Запылённость в коллекторе газов на входе в пылеочистную установку	от 0 до 50 мг/м ³	от 4 до 20 мА	СТ
72	Уровень пыли в силосе	от 0 до 10000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
73	Давление пылевоздушной смеси в транспортном трубопроводе 1	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
74	Давление пылевоздушной смеси в транспортном трубопроводе 2	от 0 до 7 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
75	Температура воздуха в помещении ЭП	от -50 до +180 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
76	Температура в шкафу AZ603.03.5	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
77	Температура в помещении ТП-15	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
78	Температура в коллекторе газов на входе в пылеочистную установку	от -40 до +1250 °C	НСХ термопары ТХА (К)	СТп
79	Температура в шкафу AZG603.03.4	от -50 до +150 °C	от 4 до 20 мА	СТ
Примечания 1) СТп – сигналы от термоэлектрических преобразователей (термопар) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ Р 8.585-2001. 2) СС – сигналы с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009. 3) СТ – унифицированный аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА.				

Таблица 3 – Показатели точности измерительных каналов

Тип ИК	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности *	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации *
СТп	$\pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 2,0\text{ }^{\circ}\text{C}$
СС	$\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$
СТ	$\pm \left(\frac{0,1}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$
Примечания 1 X_{max} и X_{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины. 2 * - абсолютная погрешность измерений в единице измерений, соответствующей измеряемой физической величине.		

Таблица 4 – Компоненты измерительных каналов

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
температура газообразных сред	СТп	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «BVK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
температура технологических частей оборудования	СС	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «BVK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
давление газообразных сред; температура газообразных сред; вибрация технологических частей оборудования; уровень пыли и запыленности	СТ	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7KF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «BVK» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC
Примечания 1) Полное наименование измерительных каналов и диапазоны измерения, для каждого измерительного канала, представлены в таблице 2.				

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +17 до +23 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +5 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП БВК комплекса коксовой батареи №2	–	1 ¹⁾
Руководство пользователя	РИЦ603.00-ИЭ	1
Паспорт	РИЦ603.03-2025.ПС	1
¹⁾ Состав определен спецификацией к проектной документации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя РИЦ603.00-ИЭ раздел 3.2 «Отображение технологических параметров».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 1520 от 28.07.2023 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 3456 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Испытательный центр

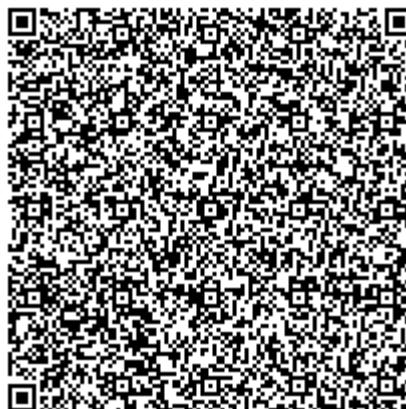
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области – Кузбассе»

(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319



Регистрационный № 96571-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП ПГХ комплекса коксовой батареи №2

Назначение средства измерения

Система измерительная АСУТП ПГХ комплекса коксовой батареи №2 (далее ИС АСУТП) предназначена для измерений физических величин по измерительным каналам: давления (избыточного и разрежения) жидкости и газообразных сред; температуры жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; уровня жидкости; расхода жидкости и газообразных сред; диагностики состояния оборудования; формирования сигналов управления и регулирования; формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

ИС АСУТП является средством измерений единичного производства.

ИС АСУТП представляет собой комплекс технических и программных средств: измерительных, управляющих, коммуникационных модулей, процессорного модуля (контроллера) и серверов сбора и обработки данных (ССОД), выполняющих функцию автоматизированного рабочего места (АРМ), объединенных в многоканальную распределенную систему, проводными линиями связи. Компоненты системы размещены в электротехнических запираемых шкафах, расположенных в специализированных помещениях производственных зданий, а в операторских помещениях расположены АРМ, оснащенные мониторами, устройствами ввода (клавиатурами, манипуляторами «мышь»).

– 1-й уровень включает в себя измерительные модули ввода 6ES7 531-7KF00-0AB0, 6ES7 531-7PF00-0AB0 и программируемый логический контроллер CPU 1516-3PN/DP из серии Simatic S7-1500, образующие измерительные каналы (ИК). По типу входных сигналов ИК разделяют на ИК измерения унифицированных сигналов постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, ИК сигналов с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009.

– 2-й уровень представляет собой ССОД, состоящий из: компьютеров промышленного исполнения с программным обеспечением (ПО) на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, и выполняющий функции сбора и обработки данных, визуализации технологического процесса автоматизированного рабочего места.

Принцип действия ИС АСУТП основан:

– на преобразовании унифицированных аналоговых сигналов поступающих с первичных измерительных преобразователей, которые не являются частью данной ИС АСУТП, и преобразовании дискретных входных сигналов, сборе, записи (регистрации), обработке полученной информации, ее отображении на мнемосхемах АРМ в реальном времени, а также в виде трендов (графиков) по каждому измерительному каналу;

– на формировании управляющего воздействия (в виде дискретных электрических сигналов) на основе полученной измерительной информации.

Заводской № РИЦ603.05 указан на маркировочных табличках, закреплённых на электротехнических шкафах ИС АСУТП, а также указывается в паспорте, общий вид таблички приведен на рисунке 2.

ИС АСУТП имеет структуру, которая позволяет реализовать прямой метод измерений путем последовательных измерительных преобразований.

Общий вид основных технических средств ИС АСУТП показан на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на системы не предусмотрено.

Пломбирование ИС АСУТП не предусмотрено.



- 1 – Оборудование шкафа управления с ПЛК; 2, 3 – Оборудование шкафов управления с модулями аналогового ввода; 4 – Оборудование шкафа с ССОД;
5 – Экран автоматизированного рабочего места

Рисунок 1 – Общий вид основных технических средств ИС АСУТП

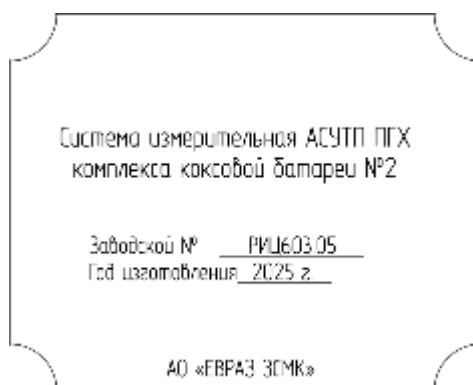


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

ИС АСУТП имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в программируемом логическом контроллере (ПЛК) и ССОД.

ПО ПЛК – прикладное ПО на базе среды разработки систем автоматизации Simatic TIA Portal, идентификационное наименование – «RIC_603.05», осуществляет автоматизированный сбор, передачу, обработку измерительной информации, обеспечивает работу исполнительных механизмов, блокировок и сигнализации.

ПО ССОД – прикладное ПО на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC, идентификационное наименование – «КНР_KB2_603_5», выполняет функцию отображения результатов измерений технологических параметров, сообщений, мнемосхем, сигнализации, а также передачи управляющих воздействий от оператора.

Защита ПО от изменения её метрологически значимой части реализована путем установки парольной защиты.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1– Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RIC_603.05
Цифровой идентификатор ПО	48074ae113f2ffbe89dc621b184b880e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	КНР_KB2_603_5
Цифровой идентификатор ПО	e5eb39154bee136e91edd63eacc52539
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3, технические характеристики в таблицах 4 и 5.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов

№ ИК	Наименование ИК	Диапазон измерений	Тип сигнала	Тип ИК
1	2	3	4	5
1	Температура в шкафу AZG603.05	от -50 до +150 °С	от 4 до 20 мА	СТ
2	ПГХ №5. Разрежение, т.1	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
3	ПГХ №5. Разрежение, т.2	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
4	ПГХ №5. Разрежение, т.3	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
5	Трубопровод коксового газа от ПГХ №5. Разрежение до задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
6	Трубопровод коксового газа от ПГХ №5. Разрежение после задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
7	Уровень в конденсатоотводчике ПГХ №5	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
8	Расход водо-смоляной смеси на продувку ПГХ №5	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
9	Расход охлаждённой оборотной технической воды перед ПГХ №5	от 0 до 2000 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
10	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №5. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
11	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №5. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
12	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №5. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
13	Нагретая оборотная техническая вода после 4-й секции ПГХ №5. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
14	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №5 (т.1)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
15	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №5 (т.2)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
16	ПГХ №5. Температура, т.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
17	ПГХ №5. Температура, т.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
18	ПГХ №5. Температура, т.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
19	Трубопровод коксового газа от ПГХ №5. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
20	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №5. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
21	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №5. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
22	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №5. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
23	Нагретая оборотная техническая вода после 4-й секции ПГХ №5. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
24	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №5 (т.1)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
25	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №5 (т.2)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
26	Температура дыхательного клапана конденсатоотводчика ПГХ №5	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
27	Температура конденсата перед конденсатоотводчиком Г-305	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
28	Температура конденсата коксового газа после конденсатоотводчиков	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
29	Температура в шкафу AZ603.05.1	от -50 до +160 °С	от 4 до 20 мА	СТ
30	Давление в линии нагнетания насоса 218 (P01.1) конденсата коксового газа	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
31	Давление на всасе насоса 218 (P01.1) конденсата коксового газа	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
32	ПГХ №6. Разрежение, т.1	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
33	ПГХ №6. Разрежение, т.2	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
34	ПГХ №6. Разрежение, т.3	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
35	Трубопровод коксового газа от ПГХ №6. Разрежение до задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
36	Трубопровод коксового газа от ПГХ №6. Разрежение после задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
37	Уровень в конденсатоотводчике ПГХ №6	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
38	Расход водо-смоляной смеси на продувку ПГХ №6	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
39	Расход охлажденной оборотной технической воды перед ПГХ №6	от 0 до 2000 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
40	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №6. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
41	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №6. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
42	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №6. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
43	Нагретая оборотная техническая вода после 4-й секции ПГХ №6. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
44	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №6 (т.1)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
45	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №6 (т.2)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
46	ПГХ №6. Температура, т.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
47	ПГХ №6. Температура, т.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
48	ПГХ №6. Температура, т.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
49	Трубопровод коксового газа от ПГХ №6. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
50	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №6. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
51	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №6. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
52	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №6. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
53	Нагретая обратная техническая вода после 4-й секции ПГХ №6. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
54	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №6 (т.1)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
55	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №6 (т.2)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
56	Температура дыхательного клапана конденсатоотводчика ПГХ №6	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
57	Температура конденсата перед конденсатоотводчиком Г-306	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
58	Температура конденсата газа со смолой в мехосветлители КБ №2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
59	Температура в шкафу AZ603.05.2	от -50 до +160 °С	от 4 до 20 мА	СТ
60	Давление в линии нагнетания насоса 219 (P01.2) конденсата коксового газа	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
61	Давление на всасе насоса 219 (P01.2) конденсата коксового газа	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
62	ПГХ №7. Разрежение, т.1	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
63	ПГХ №7. Разрежение, т.2	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
64	ПГХ №7. Разрежение, т.3	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
65	Трубопровод коксового газа от ПГХ №7. Разрежение до задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
66	Трубопровод коксового газа от ПГХ №7. Разрежение после задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
67	Уровень в конденсатоотводчике ПГХ №7	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
68	Расход водо-смоляной смеси на продувку ПГХ №7	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
69	Расход охлаждённой обратной технической воды перед ПГХ №7	от 0 до 2000 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
70	Нагретая обратная техническая вода после 1-й секции ПГХ №7. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
71	Нагретая обратная техническая вода после 2-й секции ПГХ №7. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
72	Нагретая обратная техническая вода после 3-й секции ПГХ №7. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
73	Нагретая обратная техническая вода после 4-й секции ПГХ №7. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
74	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №7 (т.1)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
75	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №7 (т.2)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
76	ПГХ №7. Температура, т.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
77	ПГХ №7. Температура, т.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
78	ПГХ №7. Температура, т.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
79	Трубопровод коксового газа от ПГХ №7. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
80	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №7. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
81	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №7. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
82	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №7. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
83	Нагретая оборотная техническая вода после 4-й секции ПГХ №7. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
84	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №7 (т.1)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
85	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №7 (т.2)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
86	Температура дыхательного клапана конденсатоотводчика ПГХ №7	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
87	Температура конденсата перед конденсатоотводчиком Г-309	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
88	Температура в шкафу AZ603.05.3	от -50 до +160 °С	от 4 до 20 мА	СТ
89	Давление в линии нагнетания насоса 220 (P01.3) водо-смоляной смеси	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
90	Давление на всасе насоса 220 (P01.3) водо-смоляной смеси	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
91	ПГХ №8. Разрежение, т.1	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
92	ПГХ №8. Разрежение, т.2	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
93	ПГХ №8. Разрежение, т.3	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
94	Трубопровод коксового газа от ПГХ №8. Разрежение до задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
95	Трубопровод коксового газа от ПГХ №8. Разрежение после задвижки	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
96	Уровень в конденсатоотводчике ПГХ №8	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
97	Расход водо-смоляной смеси на продувку ПГХ №8	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
98	Расход охлажденной оборотной технической воды перед ПГХ №8	от 0 до 2000 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
99	Нагретая оборотная техническая вода после 1-й секции ПГХ №8. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
100	Нагретая оборотная техническая вода после 2-й секции ПГХ №8. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
101	Нагретая оборотная техническая вода после 3-й секции ПГХ №8. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
102	Нагретая оборотная техническая вода после 4-й секции ПГХ №8. Давление	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
103	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №8 (т.1)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
104	Давление водосмоляной смеси на промывку ПГХ №8 (т.2)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
105	ПГХ №8. Температура, т.1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
106	ПГХ №8. Температура, т.2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
107	ПГХ №8. Температура, т.3	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
108	Трубопровод коксового газа от ПГХ №8. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
109	Нагретая обратная техническая вода после 1-й секции ПГХ №8. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
110	Нагретая обратная техническая вода после 2-й секции ПГХ №8. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
111	Нагретая обратная техническая вода после 3-й секции ПГХ №8. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
112	Нагретая обратная техническая вода после 4-й секции ПГХ №8. Температура	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
113	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №8 (т.1)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
114	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ №8 (т.2)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
115	Температура дыхательного клапана конденсатоотводчика ПГХ №8	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
116	Температура конденсата после конденсатоотводчика Г-309	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
117	Температура в шкафу AZ603.05.4	от -50 до +160 °С	от 4 до 20 мА	СТ
118	Давление в линии нагнетания насоса 221 (P01.4) водо-смоляной смеси	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
119	Давление на всасе насоса 221 (P01.4) водо-смоляной смеси	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
120	Уровень в зумпфе насоса 223 (P02.2, №37)	от 0 до 950 мм	от 4 до 20 мА	СТ
121	Уровень в сборнике водо-смоляной смеси	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
122	Давление в линии нагнетания насоса 223 (P02.2, №37)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
123	Давление водо-смоляной смеси на промывку ПГХ КБ №2	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
124	Давление пара к холодильникам	от 0 до 2,5 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
125	Разрежение в коллекторе коксового газа перед ПГХ №5...8	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
126	Расход обратной технической воды перед ПГХ в коллекторе 1	от 0 до 0,5 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
127	Расход конденсата газа и смолы в сборник водо-смоляной смеси	от 0 до 150 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
128	Расход пара к холодильникам	от 0 до 5 т/ч	от 4 до 20 мА	СТ
129	Расход водо-смоляной смеси на промывку ПГХ КБ №1	от 0 до 300 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
130	Расход смолы из цикла конденсации КБ №1,2 (на всас насосов P01.1...P01.4)	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
131	Температура дыхательного клапана R02.2 сборника водосмоляной смеси	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
132	Температура смолы из цикла конденсации КБ №1,2 (на всас насосов P01.1...P01.4)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
133	Температура охлажденной оборотной технической воды перед ПГХ в коллекторе 1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
134	Температура в коллекторе коксового газа перед ПГХ №5...8	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
135	Температура воды после зумпфового насоса №37	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
136	Температура водосмоляной смеси на промывку ПГХ КБ №1	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
137	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.1	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
138	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.2	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
139	Температура в сборнике водосмоляной смеси	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
140	Температура конденсата пара на выходе из сборника водосмоляной смеси	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
141	Температура в шкафу AZ603.05.5	от -50 до +160 °С	от 4 до 20 мА	СТ
142	Температура воздуха в электропункте ПГХ	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
143	Трубопровод пара к холодильникам. Температура	от -40 до +850 °С	НСХ ТСП-100П $\alpha = 0,00358 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
144	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.1	от -50 до +200 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
145	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.2	от -50 до +200 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
146	Насос 218 (P01.1) конденсата коксового газа. Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
147	Насос 218 (P01.1) конденсата коксового газа. Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
148	Насос 218 (P01.1) конденсата коксового газа. Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
149	Насос 218 (P01.1) конденсата коксового газа. Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
150	Насос 219 (P01.2) конденсата коксового газа. Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
151	Насос 219 (P01.2) конденсата коксового газа. Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
152	Насос 219 (P01.2) конденсата коксового газа. Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
153	Насос 219 (P01.2) конденсата коксового газа. Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
154	Насос 222 (P02.1, №38). Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
155	Насос 222 (P02.1, №38). Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
156	Насос 222 (P02.1, №38). Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
157	Насос 222 (P02.1, №38). Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
158	Насос 222 (P02.1, №38). Температура обмоток двигателя ф.1	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
159	Насос 222 (P02.1, №38). Температура обмоток двигателя ф.2	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
160	Насос 222 (P02.1, №38). Температура обмоток двигателя ф.3	от -50 до +160 °С	НСХ ТСМ-100М $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
161	Уровень в зумпфе насоса 222 (P02.1, №38)	от 0 до 950 мм	от 4 до 20 мА	СТ
162	Уровень в сборник конденсата коксового газа	от 0 до 2000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
163	Давление в коллекторе 2 охлаждённой оборотной технической воды перед ПГХ	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
164	Давление в линии нагнетания насоса 222 (P02.1, №38)	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
165	Давление в коллекторе нагретой оборотной воды	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
166	Давление водо-смоляной смеси на промывку ПГХ КБ №1 и 2	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
167	Разрежение в трубопроводе коксового газа в машинный зал	от -10 до 10 кПа	от 4 до 20 мА	СТ
168	Расход оборотной технической воды перед ПГХ в коллекторе 2	от 0 до 0,5 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
169	Расход конденсата газа в мехосветлители КБ№2	от 0 до 150 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
170	Расход конденсата газа и смолы в мехосветлители КБ№4-7	от 0 до 150 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
171	Расход водо-смоляной смеси на промывку ПГХ КБ №2	от 0 до 300 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
172	Расход смолы из цикла конденсации КБ №4-7 (на всас насосов)	от 0 до 50 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
173	Расход надсмольной воды в сборник водо-смоляной смеси	от 0 до 100 м³/час	от 4 до 20 мА	СТ
174	Температура дыхательного клапана R02.1 сборника конденсата коксового газа	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
175	Температура смолы из цикла конденсации КБ №4-7 (на всас насосов P01.1...P01.4)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
176	Температура охлаждённой оборотной технической воды перед ПГХ в коллекторе 2	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
177	Температура в коллекторе нагретой оборотной воды	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
178	Температура воды после зумпфового насоса №38	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
179	Температура надсмольной воды из цикла конденсации КБ №4-7 в сборник водосмоляной смеси	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
180	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.3	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
181	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.4	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
182	Температура в сборнике конденсата коксового газа	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
183	Температура конденсата пара на выходе из сборника конденсата коксового газа	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
184	Температура в шкафу AZ603.05.6	от -50 до +160 °C	от 4 до 20 мА	СТ
185	Температура конденсата газа со смолой в мехосветлители КБ №4-7	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
186	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.3	от -50 до +200 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
187	Температура охлаждающей жидкости насоса P01.4	от -50 до +200 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
188	Насос 220 (P01.3) водо-смоляной смеси. Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
189	Насос 220 (P01.3) водо-смоляной смеси. Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
190	Насос 220 (P01.3) водо-смоляной смеси. Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
191	Насос 220 (P01.3) водо-смоляной смеси. Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
192	Насос 221 (P01.4) водо-смоляной смеси. Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
193	Насос 221 (P01.4) водо-смоляной смеси. Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
194	Насос 221 (P01.4) водо-смоляной смеси. Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
195	Насос 221 (P01.4) водо-смоляной смеси. Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
196	Насос 223 (P02.2, №37). Температура подшипников т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
197	Насос 223 (P02.2, №37). Температура подшипников т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
198	Насос 223 (P02.2, №37). Температура подшипников двигателя т.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
199	Насос 223 (P02.2, №37). Температура подшипников двигателя т.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
200	Насос 223 (P02.2, №37). Температура обмоток двигателя ф.1	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
201	Насос 223 (P02.2, №37). Температура обмоток двигателя ф.2	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
202	Насос 223 (P02.2, №37). Температура обмоток двигателя ф.3	от -50 до +160 °C	HCX TCM-100M $\alpha = 0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	СС
203	Температура клапана E108.TX.R01.1 (ГМЗ)	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
204	Температура клапана E108.TX.R01.2 (ГМЗ)	от -50 до +200 °C	от 4 до 20 мА	СТ
205	Уровень в конденсатоотводчике E108.TX.Y01 (ГМЗ)	от 0 до 1700 мм	от 4 до 20 мА	СТ
206	Уровень в конденсатоотводчике E108.TX.Y02 (ГМЗ)	от 0 до 6000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
207	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.1	от 0 до 6,12 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ
208	Давление охлаждающей жидкости насоса P01.2	от 0 до 6,12 кгс/см ²	от 4 до 20 мА	СТ

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
209	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.1	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
210	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.2	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
211	Давление в коллекторе 1 охлажденной оборотной технической воды перед ПГХ	от 0 до 1 МПа	от 4 до 20 мА	СТ
212	Температура клапана E108.TX.R01.3 (ГМЗ)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
213	Температура клапана E108.TX.R01.4 (ГМЗ)	от -50 до +200 °С	от 4 до 20 мА	СТ
214	Уровень в конденсатоотводчике E108.TX.Y03.1 (ГМЗ)	от 0 до 1700 мм	от 4 до 20 мА	СТ
215	Уровень в конденсатоотводчике E108.TX.Y03.2 (ГМЗ)	от 0 до 6000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
216	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.3	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ
217	Уровень в бачке охлаждающей жидкости насоса P01.4	от 0 до 1000 мм	от 4 до 20 мА	СТ

Примечания

1) СС – сигналы с термопреобразователей сопротивления (ТС) с номинальной статической характеристикой по ГОСТ 6651-2009.

2) СТ – унифицированный аналоговый сигнал силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

Таблица 3 – Показатели точности измерительных каналов

Тип ИК	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности *	Пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации *
СС	$\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$
СТ	$\pm \left(\frac{0,1}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$	$\pm \left(\frac{0,3}{100} \cdot (X_{max} - X_{min}) \right)$

Примечания

1) X_{max} и X_{min} - максимальное и минимальное значение диапазона измеряемой физической величины.

2) * - абсолютная погрешность измерений в единице измерений, соответствующей измеряемой физической величине.

Таблица 4 – Компоненты измерительных каналов

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
температура жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования	СС	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7PF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «КНР_КВ2_603_5» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC

Продолжение таблицы 4

Измеряемые физические величины ¹⁾	Тип ИК	Тип модуля ввода аналоговых сигналов	Контроллер	ССОД
давление жидкости и газообразных сред; температура жидкости, газообразных сред и технологических частей оборудования; уровень жидкости; расход жидкости и газообразных сред	СТ	SIMATIC S7-1500, SM 531, 6ES7531-7KF00-0AB0	SIMATIC S7-1500, CPU 1516-3PN/DP, 6ES7516-3AN01-0AB0	Промышленный компьютер с ПО «КНР_КВ2_603_5» на базе SCADA-системы SIMATIC WinCC

Примечания

Полное наименование измерительных каналов и диапазоны измерения, для каждого измерительного канала, представлены в таблице 2.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +17 до +23 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +5 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная АСУТП ПГХ комплекса коксовой батареи №2	–	1 ¹⁾
Руководство пользователя	РИЦ603.00-ИЭ	1
Паспорт	РИЦ603.05-2025.ПС	1
¹⁾ Состав определен спецификацией к проектной документации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя РИЦ603.00-ИЭ раздел 3.2 «Отображение технологических параметров».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2091 от 01.10.2018 г. «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №3456 от 30.12.2019 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат»

(АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская обл. - Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Испытательный центр

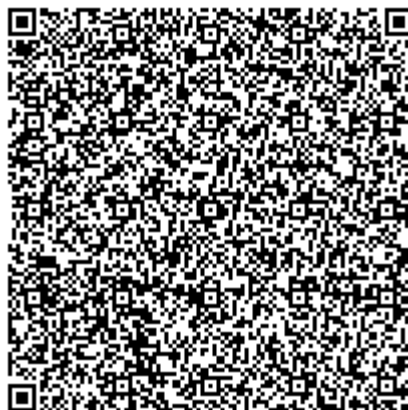
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области – Кузбассе»

(ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312319



Регистрационный № 96572-25

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная установки гидроочистки тяжелого газойля коксования тит. 092/4 АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Система измерительная установки гидроочистки тяжелого газойля коксования тит. 092/4 АО «ТАНЕКО» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса (концентрации, дозрывных концентраций горючих газов (далее – ДКГГ), температуры, объемного расхода, плотности, массового расхода, давления, перепада давления, уровня, виброскорости, виброускорения, силы постоянного тока), формирования сигналов управления и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-14) (далее – CENTUM), комплекса измерительно-вычислительного управляющего противоаварийной защиты и технологической безопасности ProSafe-RS (регистрационный номер 65275-16) (далее – ProSafe-RS), комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix D (регистрационный номер 64136-16) (далее – Logix D) и контроллеров программируемых SIMATIC S7-300 (регистрационный номер 15772-11) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА;

- аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных серии Н (регистрационный номер 40667-15) модели HiC2025 (далее – HiC2025), на входы преобразователей измерительных серии D5000 (регистрационный номер 78820-20) модели D5014D (далее – D5014D), на входы преобразователей измерительных серии К (регистрационный номер 65857-16) моделей KFD2-STC4-Ex1, KFD2-STC4-Ex2, KFD2-STC4-Ex1.2O (далее – KFD2-Ex1, KFD2-Ex2 и KFD2-Ex1.2O соответственно) и далее на измерительные модули аналогового ввода/вывода AAI143 CENTUM (далее – AAI143) и SAI143 ProSafe-RS (далее – SAI143), модули ввода/вывода аналоговых сигналов 6ES7 331-7TF01-0AB0, 6ES7 336-4GE00-0AB0 устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (регистрационный номер 66213-16) (далее – 6ES7 336-4GE00-0AB0 и 6ES7 331-7TF01-0AB0 соответственно) и модули ввода/вывода

аналоговых сигналов 1715-IF16 Logix D (далее – 1715-IF16) (часть сигналов поступает на модули ввода аналоговых сигналов без ИП (барьеров искрозащиты));

– сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями вывода AAI543 CENTUM (далее – AAI543) через преобразователи измерительные серии Н модели HiC2031 (далее – HiC2031), модулями вывода 6ES7 332-8TF01-0AB0 устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200 (далее – 6ES7 332-8TF01-0AB0) через преобразователи измерительные серии К модели KFD2-SCD2-Ex1.LK (далее – KFD2-Ex1.LK), модулями ввода/вывода аналоговых сигналов 1715-OF8I Logix D (далее – 1715-OF8I) через преобразователи измерительные серии D5000 модели D5020D (далее – D5020D) (часть сигналов генерируется без ИП (барьеров искрозащиты)).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных ИС.

По функциональным признакам ИС делится на две независимые подсистемы: распределенная система управления технологическим процессом и система противоаварийной защиты. ИС включает в себя также резервные ИК.

Состав средств измерений, входящих в состав первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК концентрации	Газоанализаторы кислорода ОХИТЕС исполнения ОХИТЕС 5000 (далее – ОХИТЕС 5000)	28385-11
	Хроматографы газовые промышленные Maxum edition II (далее – Maxum)	45191-15
	Анализаторы газа модели 4080 (далее – АГ 4080)	46315-10
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 с электрохимическим сенсором (далее – ДГС ЭРИС-230ЕС)	61055-15
ИК ДКГГ	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 с термokatалитическим сенсором (далее – ДГС ЭРИС-230СТ)	61055-15
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210 с инфракрасным сенсором (далее – ДГС ЭРИС-210IR)	
	Датчики газоаналитические OLDHAM модели OLCT 80 (далее – OLCT 80)	61404-15
ИК температуры	Преобразователи температуры Метран-280 модели ТСП Метран-286 (далее – ТСП Метран-286)	23410-13
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR88 (далее – TR88)	49519-12
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR62 (далее – TR62)	
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TST модели TST310 (далее – TST310)	49519-12
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TST модели TST602 (далее – TST602)	

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
	Преобразователи измерительные iTEMP TMT модели TMT82 (далее – TMT82)	57947-14
	Преобразователи измерительные iTEMP TMT модели TMT82 (далее – TMT162)	
	Преобразователи измерительные iTEMP TMT модели TMT182 (далее – TMT182)	
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 модели 2820 (далее – TC 90.2820)	49521-12
	Преобразователи измерительные серии dTRANS модификации T01 (далее – T01)	74775-19
	Преобразователи термоэлектрические серии TC модели TC88 (далее – TC88)	49520-12
	Датчики температуры ТСПТ Ex (далее – ТСПТ)	57176-14
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR88 (далее – TC TR88)	68002-17
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR24 (далее – TR24)	
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR11 (далее – TR11)	
	Преобразователи термоэлектрические серии TC модели TC88 (далее – ПТ TC88)	68003-17
ИК объемного расхода	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY (далее – YEWFO DY)	17675-09
	Расходомеры ультразвуковые UFM 500-030 (далее – UFM 500-030)	48218-11
	Ротаметры RAMC (далее – RAMC)	50010-12
	Расходомеры ультразвуковые OPTISONIC 6300 (далее – OPTISONIC 6300)	56454-14
	Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (далее – OPTISONIC 3400)	57762-14
	Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG (модификации AXF) (далее – ADMAG AXF)	59435-14
	Расходомеры-счетчики газа и пара модели XGF868i (далее – XGF868i)	59891-15
	Счетчики-расходомеры жидкости ультразвуковые OPTISONIC 4400 (далее – OPTISONIC 4400)	67992-17
ИК плотности	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7845 (далее – ПП 7845)	52638-13
ИК массового расхода	Расходомеры массовые Promass модификации Promass 500 (далее – Promass 500)	68358-17
ИК давления	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 530 (далее – EJX 530)	28456-09
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН (далее – Сапфир-22МП-ВН)	33503-16
	Датчики давления Метран-75 (далее – Метран-75)	48186-11
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX 530 (далее – ПД EJX 530)	59868-15

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
	Преобразователи измерительные Cerabar S (PMC) модели Cerabar S PMC71 (далее – PMC71)	41560-09
ИК перепада давления	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX 110 (далее – EJX 110)	59868-15
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модели EJX 120 (далее – EJX 120)	59868-15
ИК перепада давления	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJX модификации EJX 110A (далее – EJX 110A)	81937-21
	Преобразователи измерительные Deltabar S (PMD) модели Deltabar S PMD75 (далее – PMD75)	41560-09
ИК уровня	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 6* модификации VEGAFLEX 61 (далее – VEGAFLEX 61)	27284-09
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8* модификации VEGAFLEX 81 (далее – VEGAFLEX 81)	53857-13
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8* модификации VEGAFLEX 86 (далее – VEGAFLEX 86)	53857-13
	Датчики уровня LLT-RS (далее – LLT-RS)	74747-19
ИК виброскорости	Преобразователи вибрации серии VIBROPROTECTOR модификации VIB 5.736 (далее – VIB 5.736)	50861-12
ИК виброускорения	Преобразователи вибрации серии VIB 6.1xx модификации VIB 6.122 DEX (далее – VIB 6.122 DEX)	50861-12

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер 092/4 ИС в виде цифрового обозначения наносится на титульный лист паспорта и маркировочные таблички на дверях шкафов вторичной части ИС типографским способом.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки непосредственно на ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

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

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CENTUM	Pro-Safe RS
Идентификационное наименование ПО	CENTUM VP	Pro-Safe RS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	R5.04.20	R3.02.20
Цифровой идентификатор ПО	–	–

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Промежуточный ИП, модули ввода/вывода сигналов и обработки данных		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК концентрации	от 0 до 10 % (объемная доля O ₂)	Δ : $\pm 0,34$ %	OXITEC 5000 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 0,3$ %	—	SAI143	γ : $\pm 0,10$ %
	см. примечание 4	см. примечание 3	Махит (от 4 до 20 мА)	см. примечание 4	—	AAI143	γ : $\pm 0,10$ %
	от 0 до 10 млн ⁻¹ (объемная доля горючих газов)	γ : $\pm 16,51$ %	АГ 4080 (от 4 до 20 мА)	γ' : ± 15 % (в диапазоне от 0 до 10 млн ⁻¹); γ' : ± 12 % (в диапазоне от 0 до 50 млн ⁻¹)	—	AAI143	γ : $\pm 0,10$ %
	от 0 до 50 млн ⁻¹ (объемная доля горючих газов)						
	от 0 до 14 мг/м ³ (массовая концентрация H ₂ S)	γ : $\pm 16,51$ % (от 0 до 7,1 мг/м ³ включ.); δ : $\pm 16,51$ % (св. 7,1 до 71 мг/м ³)	ДГС ЭРИС-230ЕС (от 4 до 20 мА)	γ' : ± 15 % (от 0 до 7,1 мг/м ³ включ.); δ : ± 15 % (св. 7,1 до 71,0 мг/м ³)	—	SAI143	γ : $\pm 0,10$ %
ИК ДКГГ	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (H ₂)	Δ : $\pm 5,51$ % НКПР	ДГС ЭРИС-230СТ (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 5 % НКПР	—	SAI143	γ : $\pm 0,10$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК ДКГГ	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (C ₄ H ₁₀ , 2,3-дитиабутан, 2-метил-2-пропанол, пары нефтепродуктов)	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР	ДГС ЭРИС-210IR (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР	—	SAI143	$\gamma: \pm 0,10 \%$
	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 50 % НКПР) (CH ₃ OH)	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР		$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР			
	св. 50 до 100 % НКПР (диапазон показаний св. 50 до 100 % НКПР) (CH ₃ OH)	$\Delta: \pm 6,61 \%$ НКПР		$\Delta: \pm (0,02 \cdot X + 4) \%$ НКПР			
	от 0 до 50 % НКПР; св. 50 до 100 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (C ₃ H ₈)	$\Delta: \pm 3,31 \%$ НКПР $\Delta: \pm 6,72 \%$ НКПР		$\Delta: \pm 3 \%$ НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР); $\Delta: \pm (0,062 \cdot X - 0,1) \%$ НКПР (в диапазоне св. 50 до 100 % НКПР);			

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК ДКГГ	от 0 до 100 % НКПР (горючие газы)	Δ : $\pm 5,51$ % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : $\pm 11,01$ % НКПР (в диапазоне свыше 50 до 100 % НКПР)	OLCT 80 (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : ± 10 % НКПР (в диапазоне свыше 50 до 100 % НКПР)	—	SAI143	γ : $\pm 0,10$ %
ИК температуры	от -50 до +120 °С	Δ : $\pm 0,53$ °С	ТСП Метран-286 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 0,4$ °С или γ : $\pm 0,15$ % (берут большее значение)	HIC2025	AAI143 или SAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от -50 до +200 °С	Δ : $\pm 0,61$ °С					
	от 0 до +200 °С	Δ : $\pm 0,55$ °С					
	от -20 до +150 °С	Δ : $\pm 0,61$ °С	TR88 (HCX Pt100); TMT82 (от 4 до 20 мА)	TR88: Δ : $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ °С; TMT82: Δ : $\pm 0,14$ °С (цифровой сигнал) и γ : $\pm 0,03$ % (ЦАП)	HIC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до +100 °С	Δ : $\pm 0,55$ °С	TR88 (HCX Pt100); TMT182 (от 4 до 20 мА)	TR88: Δ : $\pm(0,1+0,0017 \cdot t)$ °С; TMT182: Δ : $\pm 0,2$ °С или γ : $\pm 0,08$ % (берут большее значение)	D5014D	1715-IF16	γ : $\pm 0,36$ %
	от 0 до +150 °С	Δ : $\pm 0,74$ °С					
	от -50 до +100 °С	Δ : $\pm 0,75$ °С	TR62 (HCX Pt100); TMT182 (от 4 до 20 мА)	TR62: Δ : $\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ °С; TMT182: Δ : $\pm 0,2$ °С или γ : $\pm 0,08$ % (берут большее значение)	D5014D	1715-IF16	γ : $\pm 0,36$ %
	от -50 до +250 °С	Δ : $\pm 1,35$ °С			KFD2-Ex1; KFD2-Ex2; KFD2-Ex1.2O	6ES7 336-4GE00-0AB0; 6ES7 331-7TF01-0AB0	γ : $\pm 0,14$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температу ры	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,44 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TST310 (HCX Pt100); TMT162 (от 4 до 20 мА)	TST310: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; TMT162: $\Delta: \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,02 \text{ } \%$ (ЦАП)	KFD2- Ex2	6ES7 331- 7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,14 \text{ } \%$
	от -20 до +180 °С	$\Delta: \pm 0,86 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TST602 (HCX Pt100); TMT162 (от 4 до 20 мА)	TST602: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; TMT162: $\Delta: \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,02 \text{ } \%$ (ЦАП)	KFD2- Ex1.2O	6ES7 331- 7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,14 \text{ } \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,64 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС 90.2820 (HCX Pt100); Т01 (от 4 до 20 мА)	ТС 90.2820: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ Т01: $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	НІС2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -20 до +400 °С	$\Delta: \pm 2,13 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС88 (HCX K); TMT82 (от 4 до 20 мА)	ТС88: $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +375 °С включ.); $\Delta: \pm(0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше + 375 до +1000 °С включ.); TMT82: $\Delta: \pm 0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП) $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t') \text{ }^{\circ}\text{C}$ (компенсация температуры холодных концов)	НІС2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -20 до +500 °С	$\Delta: \pm 2,57 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -20 до +600 °С	$\Delta: \pm 3,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -20 до +800 °С	$\Delta: \pm 3,93 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -20 до +1000 °С	$\Delta: \pm 4,86 \text{ }^{\circ}\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температу ры	от -20 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,39 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС TR88 (НСХ Pt100); ТМТ82 (от 4 до 20 мА)	TR88: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ТМТ82: $\Delta: \pm 0,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)	НІС2025	ААІ143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,46 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 0,59 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 0,73 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 0,86 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 1,27 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +600 °C	$\Delta: \pm 1,82 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,73 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС TR88 (НСХ Pt100); ТМТ82 (от 4 до 20 мА)	ТС TR88: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ТМТ82: $\Delta: \pm 0,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)	D5014D	1715-IF16	$\gamma: \pm 0,36 \%$
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,46 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TR24 (НСХ Pt100); ТМТ82 (от 4 до 20 мА)	TR24: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ТМТ82: $\Delta: \pm 0,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 0,59 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,38 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TR11 (НСХ Pt100); ТМТ82 (от 4 до 20 мА)	TR11: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ТМТ82: $\Delta: \pm 0,14 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \%$ (ЦАП)	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температу ры	от 0 до +200 °С	$\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ПТ ТС88 (НСХ К); ТМТ82 (от 4 до 20 мА)	ПТ ТС88: $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +375 °С включ.); ТМТ82: $\Delta: \pm 0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП) $\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (компенсация температуры холодных концов)	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
ИК объем- ного расхода	от 0 до 3,0 м ³ /ч; от 0 до 3,2 м ³ /ч; от 0 до 5,0 м ³ /ч; от 0 до 10,0 м ³ /ч; от 0 до 12,5 м ³ /ч; от 0 до 16,0 м ³ /ч; от 0 до 20,0 м ³ /ч; от 0 до 40,0 м ³ /ч; от 0 до 50,0 м ³ /ч; от 0 до 60,0 м ³ /ч; от 0 до 70,0 м ³ /ч; от 0 до 100,0 м ³ /ч; от 0 до 400,0 м ³ /ч; от 0 до 800,0 м ³ /ч; от 0 до 2000,0 м ³ /ч; от 0 до 2500,0 м ³ /ч; от 0 до 5000,0 м ³ /ч; от 0 до 12500,0 м ³ /ч	см. примечание 3	YEWFO DY (от 4 до 20 мА)	в зависимости от Ду δ : – жидкость: а) 15 мм: $\pm 1,0 \text{ } \%$ при $20000 \leq Re \leq 2000D$ и $\pm 0,75 \text{ } \%$ при $2000D \leq Re$; б) 25 мм: $\pm 1,0 \text{ } \%$ при $20000 \leq Re \leq 1500D$ и $\pm 0,75 \text{ } \%$ при $1500D \leq Re$; в) от 40 до 100 мм: $\pm 1,0 \text{ } \%$ при $20000 \leq Re \leq 1000D$ и $\pm 0,75 \text{ } \%$ при $1000D \leq Re$; г) от 150 до 400 мм: $\pm 1,0 \text{ } \%$ при $40000 \leq Re \leq 1000D$ и $\pm 0,75 \text{ } \%$ при $1000D \leq Re$; – газ и пар: а) от 15 до 400 мм: $\pm 1,0 \text{ } \%$ для $v \leq 35 \text{ м/с}$ и $\pm 1,5 \text{ } \%$ для $35 < v \leq 80$	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объем- ного расхода	от 0 до 100 м ³ /ч; от 0 до 120 м ³ /ч; от 0 до 125 м ³ /ч; от 0 до 160 м ³ /ч; от 0 до 200 м ³ /ч	см. примечание 3	UFM 500-030 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 1 \%$	НІС2025	ААІ143 или SАІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 15 м ³ /ч	$\gamma: \pm 2,76 \%$ (в диапазоне от $0,5 \cdot G_{\max}$ до $G_{\max}$); $\gamma: \text{от } \pm 2,76 \text{ до } \pm 12,5 \%$ (в диапазоне от $G_{\min}$ до $0,5 \cdot G_{\max}$)	РАМС (от 4 до 20 мА)	в зависимости от расхода: – в диапазоне от $0,5 \cdot G_{\max}$ до $G_{\max}$ $\gamma: \pm 2,5 \%$; – в диапазоне от $G_{\min}$ до $0,5 \cdot G_{\max}$ $\gamma: \pm (1,6 \cdot 0,5 \cdot G_{\max} / G_{\text{изм}}) \%$	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 140 м ³ /ч	см. примечание 3	OPTISONIC 6300 (от 4 до 20 мА)	– при $v > 0,5$ и $Dy \geq 50$ мм $\delta: \pm 1 \%$; – при $v \leq 0,5$ и $Dy < 50$ мм $\delta: \pm 3 \%$	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 160 м ³ /ч						
	от 0 до 100 м ³ /ч; от 0 до 125 м ³ /ч; от 0 до 150 м ³ /ч; от 0 до 160 м ³ /ч; от 0 до 180 м ³ /ч	см. примечание 3	OPTISONIC 3400 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,3 \%$	НІС2025	ААІ143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объем- ного расхода	от 0 до 0,2 м³/ч; от 0 до 1,6 м³/ч; от 0 до 8 м³/ч; от 0 до 9 м³/ч; от 0 до 10 м³/ч; от 0 до 20 м³/ч; от 0 до 40 м³/ч; от 0 до 50 м³/ч; от 0 до 70 м³/ч; от 0 до 100 м³/ч; от 0 до 120 м³/ч; от 0 до 125 м³/ч	см. примечание 3	ADMAG AXF (от 4 до 20 мА)	– при $0,15 \leq v < 0,30$ δ : от $\pm 0,18$ до $\pm 0,35$ %; – при $0,3 \leq v < 1,0$ δ : от $\pm 0,18$ до $\pm 6,00$ %; – при $1 \leq v \leq 10$ δ : от $\pm 0,16$ до $\pm 6,00$ %	НІС2025	ААІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 2000 м³/ч; от 0 до 25000 м³/ч	см. примечание 3	XGF868i (от 4 до 20 мА)	– при $v \geq 0,3$ δ : ± 2 %; – при $0,08 \leq v < 0,30$ δ : ± 5 %	–	ААІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 80 м³/ч; от 0 до 200 м³/ч	см. примечание 3	OPTISONIC 4400 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm(0,5+0,5/v)$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК плотности	от 800,0 до 914,7 кг/м³	Δ : $\pm 0,43$ кг/м³	ПП 7845 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 0,35$ кг/м³	НІС2025	ААІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 800,5 до 924,5 кг/м³	Δ : $\pm 0,44$ кг/м³					
ИК массового расхода	от 0 до 125000 кг/ч	см. примечание 3	Promass 500 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,1$ %	НІС2025	ААІ143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК давления	от -0,1 до 1,0 МПа; от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 1,6 МПа;	δ : $\pm 0,33$ %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,25$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК давления	от 0 до 2,0 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 4,0 МПа; от 0 до 10,0 МПа	δ : $\pm 0,33$ %	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,25$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
	от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 1,00 МПа; от 0 до 1,60 МПа; от 0 до 2,50 МПа; от 0 до 4,00 МПа	γ : от $\pm 0,33$ до $\pm 0,58$ %	Сапфир-22МП-ВН (от 4 до 20 мА)	γ' : от $\pm 0,25$ до $\pm 0,50$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 4 МПа	γ : $\pm 0,33$ %	Метран-75 (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 0,25$ %	НІС2025	ААІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 0,15 МПа;	γ : от $\pm 0,33$ до $\pm 0,58$ %	ПД ЕЈХ 530 (от 4 до 20 мА)	γ' : от $\pm 0,25$ до $\pm 0,50$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,5 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа; от 0 до 25 МПа	γ : от $\pm 0,33$ до $\pm 0,58$ %	ПД ЕЈХ 530 (от 4 до 20 мА)	γ' : от $\pm 0,25$ до $\pm 0,50$ %	НІС2025	ААІ143 или САІ143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 4 МПа	γ : $\pm 0,31$ %			—	6ES7 331-7TF01-0AB0	γ : $\pm 0,13$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 1 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа; от 0 до 40 МПа	$\gamma: \pm 0,18 \%$	РМС71 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	KFD2- Ex1; KFD2- Ex2; KFD2- Ex1.2O	6ES7 336- 4GE00-0AB0; 6ES7 331- 7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,14 \%$
ИК перепада давления	от -1000 до 100 Па; от -200 до 100 Па; от -100 до 100 Па; от 0 до 4,00 кПа; от 0 до 25,00 кПа; от 0 до 28,30 кПа; от 0 до 29,47 кПа; от 0 до 34,78 кПа; от 0 до 46,3 кПа; от 0 до 50,8 кПа; от 0 до 60,15 кПа; от 0 до 63,00 кПа; от 0 до 71,05 кПа; от 0 до 72,82 кПа;	$\gamma: \text{от } \pm 0,33 \text{ до } \pm 0,58 \%$	EJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \text{от } \pm 0,25 \text{ до } \pm 0,50 \%$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 46,3 кПа; от 0 до 50,8 кПа; от 0 до 60,15 кПа; от 0 до 63,00 кПа; от 0 до 71,05 кПа; от 0 до 72,82 кПа; от 0 до 160,00 кПа; от 0 до 250,00 кПа; от 0 до 630,00 кПа; от 0 до 4 МПа	$\gamma: \text{от } \pm 0,33 \text{ до } \pm 0,58 \%$	EJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \text{от } \pm 0,25 \text{ до } \pm 0,50 \%$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -2200 до 100 Па; от -1000 до 100 Па; от -200 до 100 Па; от -100 до 100 Па	$\gamma: \pm 0,25 \%$	EJX 120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 38,4 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	EJX 110A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HIC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,3 МПа	$\gamma: \pm 0,18 \%$	PMD75 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	KFD2- Ex1	6ES7 331- 7TF01-0AB0	$\gamma: \pm 0,14 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня ¹⁾	от 80 до 1216 мм	$\Delta: \pm 3,8 \text{ мм}$	VEGAFLEX 61 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	HIC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 80 до 830 мм	$\Delta: \pm 2,53 \text{ мм}$	VEGAFLEX 81 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 80 до 1030 мм	$\Delta: \pm 2,71 \text{ мм}$					
	от 80 до 1230 мм	$\Delta: \pm 2,91 \text{ мм}$					
	от 80 до 2030 мм	$\Delta: \pm 3,9 \text{ мм}$					
	от 80 до 2400 мм	$\Delta: \pm 4,42 \text{ мм}$					
	от 80 до 3115 мм	$\Delta: \pm 5,47 \text{ мм}$					
	от 80 до 880 мм	$\Delta: \pm 3,86 \text{ мм}$			D5014D	1715-IF16	$\gamma: \pm 0,36 \%$
	от 80 до 780 мм	$\Delta: \pm 2,49 \text{ мм}$	VEGAFLEX 86 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 80 до 830 мм	$\Delta: \pm 2,53 \text{ мм}$					
	от 80 до 1030 мм	$\Delta: \pm 2,71 \text{ мм}$					
	от 80 до 1180 мм	$\Delta: \pm 2,86 \text{ мм}$					
	от 80 до 1230 мм	$\Delta: \pm 2,91 \text{ мм}$	VEGAFLEX 86 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$	HIC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 80 до 1262 мм	$\Delta: \pm 2,95 \text{ мм}$					
	от 80 до 1430 мм	$\Delta: \pm 3,14 \text{ мм}$					
	от 80 до 1595 мм	$\Delta: \pm 3,33 \text{ мм}$					
	от 80 до 1630 мм	$\Delta: \pm 3,38 \text{ мм}$					
	от 80 до 1830 мм	$\Delta: \pm 3,64 \text{ мм}$					
	от 80 до 2430 мм	$\Delta: \pm 4,46 \text{ мм}$					
	от 80 до 2735 мм	$\Delta: \pm 4,91 \text{ мм}$					
	от 80 до 2930 мм	$\Delta: \pm 5,2 \text{ мм}$					
	от 80 до 2960 мм	$\Delta: \pm 5,24 \text{ мм}$					
	от 80 до 3140 мм	$\Delta: \pm 5,51 \text{ мм}$					
	от 80 до 3430 мм	$\Delta: \pm 5,95 \text{ мм}$					
	от 80 до 3450 мм	$\Delta: \pm 5,98 \text{ мм}$					
	от 80 до 3800 мм	$\Delta: \pm 6,53 \text{ мм}$					
	от 80 до 3820 мм	$\Delta: \pm 6,56 \text{ мм}$					
	от 80 до 3950 мм	$\Delta: \pm 6,76 \text{ мм}$					
	от 330 до 2330 мм	$\Delta: \pm 3,97 \text{ мм}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня ¹⁾	от 150 до 1290 мм	Δ : $\pm 5,84$ мм	LLT-RS (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 5 мм	HIC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 150 до 2120 мм	Δ : $\pm 6,44$ мм					
	от 150 до 3150 мм	Δ : $\pm 7,46$ мм					
ИК вибро- скорости	от 0 до 20 мм/с	см. примечание 3	VIB 5.736 (от 4 до 20 мА)	см. примечание 5	HIC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК вибро- ускорения	от 0 до 961 м/с ²	см. примечание 3	VIB 6.122 DEX (от 4 до 20 мА)	см. примечание 5	HIC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	γ : $\pm 0,15$ %	—	—	HIC2025	AAI143 или SAI143	γ : $\pm 0,15$ %
		γ : $\pm 0,10$ %			—		γ : $\pm 0,10$ %
		γ : $\pm 0,14$ %	—	—	KFD2- Ex1; KFD2- Ex2; KFD2- Ex1.2O	6ES7 336- 4GE00-0AB0; 6ES7 331- 7TF01-0AB0	γ : $\pm 0,14$ %
		γ : $\pm 0,13$ %	—	—	—	6ES7 331- 7TF01-0AB0	γ : $\pm 0,13$ %
		γ : $\pm 0,36$ %	—	—	D5014D	1715-IF16	γ : $\pm 0,36$ %
		γ : $\pm 0,32$ %	—	—	HIC2031	AAI543 или SAI533	γ : $\pm 0,32$ %
ИК генериро- вания силы тока	от 4 до 20 мА	γ : $\pm 0,30$ %	—	—	—		γ : $\pm 0,30$ %
		γ : $\pm 0,125$ %	—	—	—	6ES7 332- 8TF01-0AB0	γ : $\pm 0,125$ %
		γ : $\pm 0,16$ %	—	—	KFD2- Ex1.LK		γ : $\pm 0,16$ %
		γ : $\pm 0,52$ %	—	—	D5020D	1715-OF8I	γ : $\pm 0,52$ %

¹⁾ Шкала ИК установлена в ИС в процентах (от 0 до 100 %).

Примечания

1 ИП – измерительный преобразователь, НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени, НСХ – номинальная статическая характеристика, ЦАП – цифро-аналоговое преобразование.

2 Приняты следующие обозначения:

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

δ – относительная погрешность, %;

γ – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений);

γ' – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принят верхний предел диапазона измерений);

CH₃OH – химическая формула метанола;

C₃H₈ – химическая формула пропана;

C₄H₁₀ – химическая формула бутана;

O₂ – химическая формула кислорода;

H₂S – химическая формула сероводорода;

1	2	3	4	5	6	7	8
Н₂ – химическая формула водорода; X – значение объемной доли определяемого компонента в газовой смеси, подаваемой на вход газоанализатора, % (% НКПР); t – измеренная температура, °C; t' – температура в месте установки первичных ИП ИК, °C; Ду – диаметр условного прохода, мм; Re – число Рейнольдса; v – скорость потока рабочей среды, м/с; D – внутренний диаметр детектора, мм; G_{изм} – измеренное значение расхода жидкости или газа, в единицах измеряемой величины; G_{min} – минимальный расход жидкости или газа, в единицах измеряемой величины; G_{max} – максимальный расход жидкости или газа, в единицах измеряемой величины.							
3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам: – абсолютная Δ_{ИК}, в единицах измеряемой величины							
$\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{100} \right)^2},$							
г д е	Δ _{ПП}	– пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измерений измеряемой величины;					
	γ _{ВП}	– пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %;					
	X _{max}	– значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерений измеряемой величины;					
	X _{min}	– значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерений измеряемой величины;					
– относительная δ _{ИК} , %							
$\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$							
г д е	δ _{ПП}	– пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;					
	X _{изм}	– измеренное значение, в единицах измерений измеряемой величины;					
– приведенная γ _{ИК} , %							
$\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{ПП}}^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$							
г д е	γ _{ПП}	– пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %;					
$\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma'_{\text{ПП}} \cdot X_{\text{max}}}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \right)^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$							
г д е	γ' _{ПП}	– пределы допускаемой основной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности первичного ИП ИК, %.					

4 Метрологические характеристики определяются в соответствии с аттестованной методикой измерений.

5 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации:

- приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная);
- для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов.

Пределы допускаемой погрешности измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации $\Delta_{СИ}$, в единицах измеряемой величины, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{СИ} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=1}^n \Delta_i^2},$$

г Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента, в единицах измерений измеряемой величины;
д
е

Δ_i – погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов, в единицах измерений измеряемой величины.

Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность в условиях эксплуатации, $\Delta_{ИК}$, в единицах измеряемой величины, по формуле

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^k (\Delta_{СИj})^2},$$

г $\Delta_{СИj}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации, в единицах измерений измеряемой величины;
д
е

6 Границы основной относительной погрешности вибропреобразователя $\delta_{ВП}$, %, при доверительной вероятности 0,95, рассчитывают по формуле

$$\delta_{ВП} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_0^2 + \delta K_D^2 + \Delta_{П}^2 + (\delta_a^{ВП})^2 + \gamma_1^2 + \Delta_{КГ}^2 + \Delta_B^2},$$

г δ_0 –
д относительная погрешность эталонного средства измерений параметров вибрации, входящего в состав поверочной виброустановки, %;
е

δK_D – относительная разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, %;

$\Delta_{П}$ – погрешность, вызванная наличием поперечного движения вибростолла поверочной виброустановки, %;

$\delta_a^{ВП}$ – нелинейность амплитудной характеристики вибропреобразователя, %;

γ_1 – неравномерность амплитудно-частотной характеристики вибропреобразователя, %;

$\Delta_{КГ}$ – погрешность, вызванная наличием высших гармонических составляющих в законе движения вибростолла поверочной виброустановки, %;

Δ_B – погрешность средства измерений электрического сигнала с выхода поверяемого вибропреобразователя (или согласующего усилителя), %.

Относительную разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, δK_D , %, рассчитывают по формуле

$$\delta K_D = \frac{|K_D - K_H|}{K_H} \cdot 100,$$

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	1523
Количество выходных ИК, не более	207
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} ; 380^{+57}_{-76} 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %, не более: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от -40 до +50 от 20 до 80, без конденсации влаги не более 95, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная установки гидроочистки тяжелого газойля коксования тит. 092/4 АО «ТАНЕКО»	—	1 шт.
Система измерительная установки гидроочистки тяжелого газойля коксования тит. 092/4 АО «ТАНЕКО». Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Система измерительная установки гидроочистки тяжелого газойля коксования тит. 092/4 АО «ТАНЕКО». Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении Б руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАНЕКО»

(АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Юридический адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Изготовитель

Акционерное общество «ТАНЕКО»

(АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

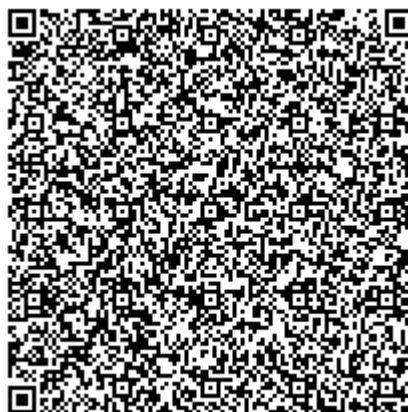
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229



Регистрационный № 96573-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ

Назначение средства измерений

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ (далее – измерители) предназначены для неинвазивных измерений систолического и диастолического артериального давления крови осциллометрическим методом и определения частоты пульса.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на программном анализе параметров сигнала пульсовой волны пациента при снижении давления воздуха в компрессионной манжете. Частота пульса определяется по частоте пульсаций давления воздуха в манжете в интервале времени от момента определения систолического давления до момента определения диастолического давления. Нагнетание воздуха в манжету производится компрессором автоматически. Измерения артериального давления и частоты пульса проводятся автоматически, результаты измерений отображаются на дисплее в цифровом виде.

Измерители состоят из электронного блока со встроенной манжетой компрессионной, которая соединена с ним с помощью защелок.

Манжета компрессионная состоит из пневмокамеры и рукава с застежкой для фиксации на запястье. На лицевой панели электронного блока находятся экран жидкокристаллического цифрового дисплея и кнопки управления для пользователя. На экране цифрового дисплея предусмотрена индикация результатов измерений систолического и диастолического артериального давления и частоты пульса; служебной информации (текущее значение давления в манжете, индикатор сердцебиения, индикатор аритмии, сообщение ошибки измерения, индикатор уровня заряда элементов питания и др.).

Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ изготавливаются в модификациях: V1 Original, V2 Comfort, V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx.

Измерители различаются внешним видом, комплектацией, габаритными размерами, массой и цветовым исполнением электронного блока. Для модификаций: V3 Smart, V3 Onyx могут использоваться функция беспроводной передачи данных и голосовая функция (голосовой помощник).

Серийный номер средства измерений состоит из арабских цифр и наносится методом цифровой лазерной печати на этикетку, наклеенную на боковую поверхность измерителя (для модификаций: V1 Original, V2 Comfort) или на крышку отсека для элементов питания измерителя (для модификаций: V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx).

Нанесение знака поверки и пломбирование измерителей не предусмотрено.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1. Маркировка и место нанесения серийного номера представлены на рисунках 2, 3.



Модификация V1 Original



Модификация V2 Comfort



Модификация V3 Original



Модификация V3 Smart



Модификация V3 Onyx

Рисунок 1 – Внешний вид измерителей артериального давления и частоты пульса автоматических MEQ



Рисунок 2 – Схема маркировки и место нанесения серийного номера измерителей артериального давления и частоты пульса автоматических MEQ модификации:
V1 Original, V2 Comfort

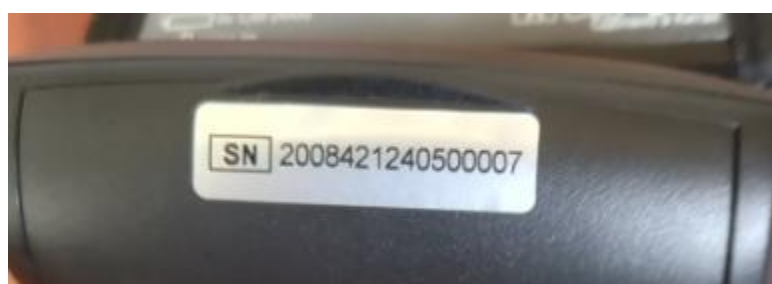


Рисунок 3 – Место нанесения серийного номера измерителей артериального давления и частоты пульса автоматических MEQ модификации:
V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), размещенное внутри неразъемного корпуса, которое используется для проведения измерений и для обработки результатов измерений.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 0 до 299
Диапазон измерений давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	от 40 до 280
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении давления воздуха в манжете, мм рт.ст.	± 3
Диапазон измерений частоты пульса, мин ⁻¹	от 40 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частоты пульса, %	± 5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры электронного блока, мм - модификация V1 Original - ширина - глубина - высота - модификация V2 Comfort - ширина - глубина - высота - модификации: V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx - ширина - глубина - высота	от 66 до 70 от 83 до 87 от 22 до 26 от 66 до 70 от 71 до 75 от 21 до 25 от 84 до 90 от 58 до 64 от 21 до 25
Габаритные размеры манжеты, мм - WC1321-40, WC1321-20, WC1321-03 - ширина - глубина - высота - WC1321-04 - ширина - глубина - высота	от 305 до 315 от 64 до 70 от 5 до 9 от 308 до 318 от 64 до 70 от 5 до 9
Габаритные размеры футляра для хранения прибора, мм - модификации: V2 Comfort, V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx - ширина - глубина - высота	от 79 до 89 от 114 до 124 от 87 до 97
Масса электронного блока (со встроенной манжетой WC1321-40) (без элементов питания), г - модификация V1 Original Масса электронного блока (со встроенной манжетой WC1321-20) (без элементов питания), г - модификация V2 Comfort Масса электронного блока (со встроенной манжетой WC1321-04) (без элементов питания), г - модификация V3 Original - модификация V3 Smart Масса электронного блока (со встроенной манжетой WC1321-03) (без элементов питания), г - модификация V3 Onyx	от 94 до 114 от 91 до 101 от 98 до 108 от 101 до 111 от 99 до 109
Масса футляра для хранения прибора, г - модификации: V2 Comfort, V3 Original, V3 Smart, V3 Onyx	от 74 до 84
Питание от 2 элементов питания типа «ААА» (все модификации), В	1,5
Условия эксплуатации: - температуры окружающей среды, °С - относительная влажность (без конденсации), % - атмосферное давление, гПа	от +5 до +40 от 15 до 90 от 700 до 1060

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификация V1 Original в составе:		
Электронный блок (со встроенной манжетой)	WC1321-40	1 шт.
Элементы питания типа «ААА»	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификация V2 Comfort в составе:		
Электронный блок (со встроенной манжетой)	WC1321-20	1 шт.
Элементы питания типа «ААА»	-	2 шт.
Футляр для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификации: V3 Original, V3 Smart в составе:		
Электронный блок (со встроенной манжетой)	WC1321-04	1 шт.
Элементы питания типа «ААА»	-	2 шт.
Футляр для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.
Измерители артериального давления и частоты пульса автоматические MEQ модификация V3 Onyx в составе:		
Электронный блок (со встроенной манжетой)	WC1321-03	1 шт.
Элементы питания типа «ААА»	-	2 шт.
Футляр для хранения прибора	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации с гарантийным талоном	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 12 «Использование прибора» руководства по эксплуатации с гарантийным талоном.

Нормативные и технические 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» п. 1.6;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20.10.2022 № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 № 3464 «Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»;

Стандарт предприятия Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай.

Правообладатель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай
Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan,
Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Изготовитель

Guangdong Transtek Medical Electronics Co., Ltd., Китай
Адрес: Zone A, No. 105, Dongli Road, Torch Development District, 528437 Zhongshan,
Guangdong, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский
научно-исследовательский институт оптико-физических измерений»

(ФГБУ «ВНИИОФИ»)

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

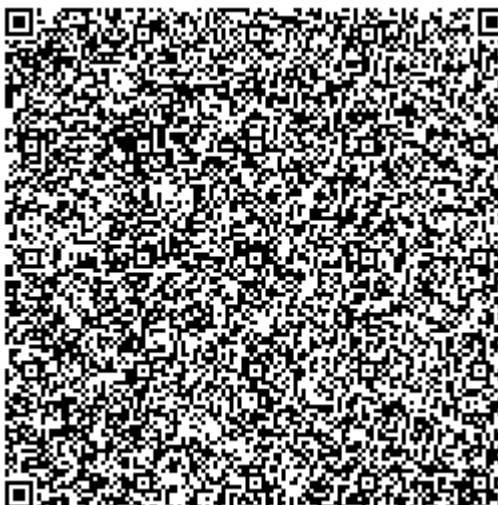
ИНН: 9729338933

Телефон: 8 (495) 437-56-33

Web-сайт: www.vniiofi.ru

E-mail: vniiofi@vniiofi.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
30003-2014



Регистрационный № 96574-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы спектра АКИП-4225

Назначение средства измерений

Анализаторы спектра АКИП-4225 (далее – анализаторы) предназначены для измерений спектральных характеристик СВЧ-сигналов.

Описание средства измерений

Принцип работы анализатора спектра основан на гетеродинном преобразовании входного высокочастотного сигнала в сигнал промежуточной частоты (ПЧ и последующей обработке сигнала с помощью аналогово-цифрового преобразователя с блоком цифровой обработки. Анализаторы работают под управлением встроенного микропроцессора и обеспечивают проведение автоматических измерений амплитудных и частотных параметров спектра сигналов. Спектрограммы могут быть записаны в различных форматах во внутреннюю память, на внешний носитель, а также переданы на компьютер через интерфейс.

Анализаторы в стандартной комплектации обеспечивают анализ спектральных характеристик сигнала и анализ параметров антенно-фидерных устройств (опция для модификаций АКИП-4225/1, АКИП-4225/2, стандартная поставка АКИП-4225/4, АКИП-4225/3 опция недоступна). С помощью дополнительных опций набор измерений можно расширить на анализ ЭМС, анализ сигналов с аналоговой и цифровой модуляцией.

Анализаторы выпускаются в виде следующих модификаций АКИП-4225/1, АКИП-4225/2, АКИП-4225/3, АКИП-4225/4. Модификации отличаются диапазоном рабочих частот.

Конструктивно анализаторы выполнены в виде компактного моноблока, объединяющего в своем составе высокочастотную, низкочастотную части и управляющий микропроцессор. Анализаторы обеспечивают управление всеми режимами работы и параметрами как вручную, так и дистанционно от внешнего компьютера.

Анализаторы имеют возможность установки программных опций, представленных в таблице 1

Таблица 1

UTS3021B-TG	Программная опция трекинг-генератора для АКИП-4225/1. Диапазон частот от 10 МГц до 2,1 ГГц.
UTS3036B-TG	Программная опция трекинг-генератора для АКИП-4225/2. Диапазон частот от 10 МГц до 3,6 ГГц.
UTS3000B-AMK	Программная опция расширенного набора измерений.
UTS3000B-EMI	Программная опция для ЭМС измерений: квазипиковый детектор и фильтры ЭМС (200 Гц, 9 кГц, 120 кГц, 1 МГц (-6 дБ)).
UTS3000B-AMA	Программная опция анализа аналоговых модуляций АМ, ЧМ.
UTS3000B-VSA	Программная опция анализа цифровых модуляций ASK, FSK, MSK, PSK, QAM.

На передней панели анализаторов находится цветной сенсорный жидкокристаллический дисплей, измерительный вход, блок функциональных кнопок и разъемы USB 3.0 для подключения внешних накопителей, выход трекинг генератора (опция для модификаций АКИП-4225/1, АКИП-4225/2, стандартная поставка АКИП-4225/4, АКИП-4225/3 опция недоступна). Управление режимами работы, выбор параметров осуществляется с передней панели специальными кнопками (со стрелками), вращающимся регулятором параметров и цифровой клавиатурой.

На задней панели расположены: разъем сети питания, разъем для дистанционного управления USB 2.0, LAN-разъем, дополнительные функциональные входы/выходы, видео выход (HDMI) для подключения внешнего монитора.

Общий вид анализаторов и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

Знак поверки в виде оттиска клейма или наклейки с изображением знака поверки может наноситься на свободном от надписей пространстве на верхней панели прибора. Место нанесения знака поверки представлено на рисунке 2.

Для предотвращения несанкционированного доступа предусмотрена пломбировка одного из винтов крепления корпуса. Место пломбировки представлено на рисунке 2.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр анализаторов, в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр, наносится на корпус при помощи наклейки, размещаемой на обратной стороне корпуса.

Место нанесения серийного номера представлено на рисунке 2.



С установленным трекинг генератором
Рисунок 1 – Общий вид анализаторов и место нанесения знака утверждения типа (А)

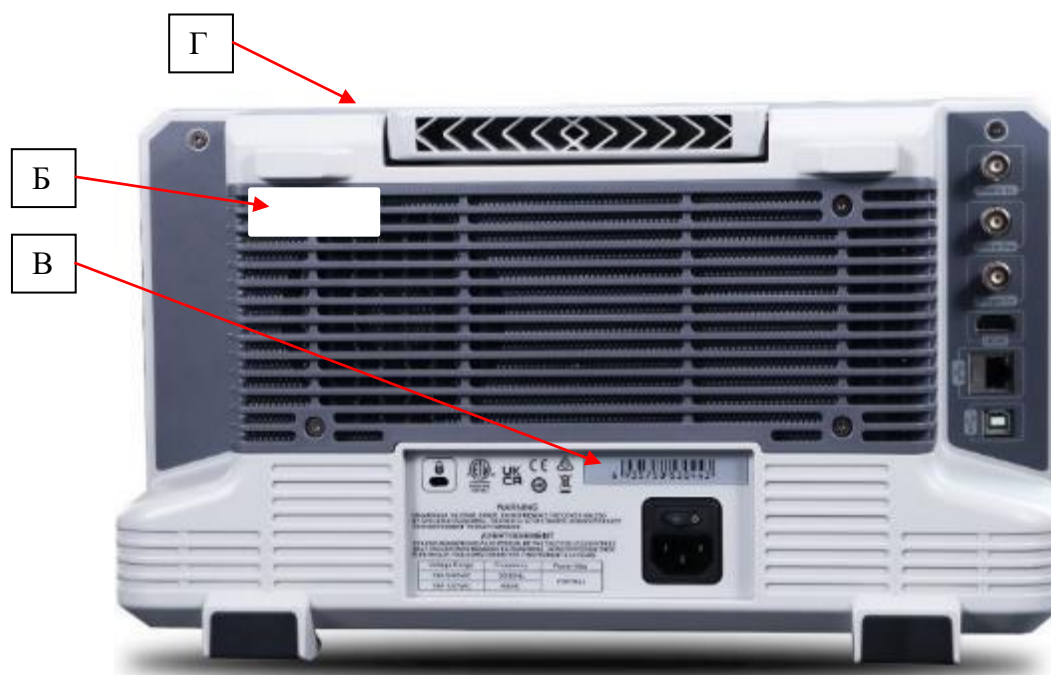


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа (Б), место нанесения серийного номера (В) и знака поверки (Г)

Программное обеспечение

Анализаторы функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (ПО), разработанного изготовителем. Анализаторы обеспечивают управление всеми режимами работы и параметрами. ПО предназначено только для работы с анализаторами и не может быть использовано отдельно от измерительно-вычислительной платформы этих анализаторов.

Метрологические характеристики анализаторов нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже V1.01.0001

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон рабочих частот, Гц	
- модификация АКИП-4225/1	от $9 \cdot 10^3$ до $2,1 \cdot 10^9$
- модификация АКИП-4225/2	от $9 \cdot 10^3$ до $3,6 \cdot 10^9$
- модификация АКИП-4225/3, АКИП-4225/4	от $9 \cdot 10^3$ до $8,4 \cdot 10^9$
Номинальное значение частоты опорного генератора, МГц	10
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты опорного генератора (δ_0)	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы относительной температурной нестабильности частоты опорного генератора в диапазоне температур окружающего воздуха от 0 до +20 °С и от +30 до +40 °С (δ_t)	$\pm 1 \cdot 10^{-6}$
Диапазоны установки полосы обзора ($F_{\text{обзор}}$)	нулевой; от 100 Гц до верхней границы диапазона рабочих частот
Максимальное разрешение по частоте в режиме частотомера, к, Гц	1
Разрешение по частоте в режиме измерения маркером (k_m), Гц	$F_{\text{обзор}}/(N-1)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты встроенным частотомером (f), Гц	$\pm((\delta_0 + \delta_t) \cdot f + 1)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты маркером ($F_{\text{изм}}$), Гц	$\pm((\delta_0 + \delta_t) \cdot F_{\text{изм}} + 0,01 \cdot F_{\text{обзор}} + 0,1 \cdot F_{\text{пч}} + k_m)$
Диапазон установки скорости развертки, с - при нулевой полосе обзора - при полосе обзора более 100 Гц	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $4 \cdot 10^3$ от $1 \cdot 10^{-3}$ до $4 \cdot 10^3$
Диапазоны установки полос пропускания фильтров ПЧ по уровню -3 дБ, Гц	от 1 до $3 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности полос пропускания фильтров ПЧ по уровню -3 дБ для $F_{\text{пч}}$, Гц от 1 до 300 Гц включ. св. 300 Гц	$\pm(0,05 \cdot F_{\text{пч}} + 1)$ $\pm 0,05 \cdot F_{\text{пч}}$
Абсолютная погрешность измерения уровня при изменении полосы пропускания, дБ для полос пропускания 1, 3, 10 и 30 Гц; для полосы пропускания 100 Гц; для остальных полос пропускания.	$\pm 0,35$ $\pm 0,25$ $\pm 0,2$
Коэффициент прямоугольности фильтров ПЧ по уровням -60 дБ и -3 дБ, не более	4,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня мощности на частоте 50 МГц, дБм при выключенном предусилителе и уровне мощности на входе -20 дБм при включенном предусилителе и уровне мощности на входе -40 дБм	$\pm 0,4$ $\pm 0,5$
Уровень фазовых шумов относительно несущей 1 ГГц, дБн/Гц, не более - при отстройке на 10 кГц - при отстройке на 100 кГц - при отстройке на 1 МГц	-93 -89 -110
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) относительно уровня сигнала на частоте 50 МГц (внутренний аттенюатор 20 дБ), дБ, не более с выключенным/с включенным предусилителем от 9 кГц до 7,5 ГГц включ. св. 7,5 до 8,4 ГГц	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня мощности (центральная частота 50 МГц, пиковый детектор включен, $F_{\text{пч}} = F_{\text{вф}} = 1$ кГц, ослабление входного аттенюатора 20 дБ), дБ - входной уровень до 10 дБ включ. - входной уровень св. 10 дБ	$\pm 0,7$ $\pm 0,5$

Продолжение таблицы 3

1	2
Средний уровень собственных шумов с выключенным/включенным предусилителем (аттенюатор 0 дБ, $F_{пч}=1$ Гц, усреднение св. 50), дБм, не более Для АКИП-4225/1, АКИП-4225/2 от 100 до 500 кГц включ. св. 500 кГц до 1 МГц включ. св. 1 до 10 МГц включ. св. 10 до 200 МГц включ. св. 200 МГц до 1,5 ГГц включ. св. 1,5 до 3,2 ГГц включ. св. 3,2 ГГц Для АКИП-4225/3, АКИП-4225/4 от 100 до 500 кГц включ. св. 500 кГц до 1 МГц включ. св. 1 до 10 МГц включ. св. 10 до 200 МГц включ. св. 200 МГц до 1,5 ГГц включ. св. 1,5 до 3,2 ГГц включ. св. 3,2 до 4,5 ГГц включ. св. 4,5 до 6,2 ГГц включ. св. 6,2 до 7,5 ГГц включ. св. 7,5 до 8,4 ГГц включ.	 -108/-127 -120/-142 -127/-154 -142/-162 -143/-161 -140/-159 -140/-155 -108/-127 -114/-132 -124/-143 -144/-162 -143/-162 -142/-160 -139/-157 -134/-153 -138/-155 -139/-154
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня мощности из-за нелинейности логарифмической шкалы (уровень мощности на входе от -50 до 0 дБм, $F_{пч}=1$ кГц, пиковый детектор включен, аттенюатор 10 дБ, частота сигнала св. 100 кГц), дБ	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня мощности из-за переключения аттенюатора относительно опорного значения 20 дБ, дБ при значении аттенюатора 0, 5 дБ при значении аттенюатора от 10 до 50 дБ	$\pm 0,7$ $\pm 0,5$
Относительный уровень гармонических искажений 2-го порядка (диапазон частот св. 50 МГц, уровень мощности на смесителе -20 дБм, ослабление внутреннего аттенюатора 0 дБ, предусилитель выключен), дБм, не менее	65
Интермодуляционные искажения третьего порядка, выраженные в виде точки пересечения 3-го порядка (ТОИ) ($L_{изм}$) (диапазон частот св. 50 МГц, уровень мощности на смесителе -20 дБм, двутоновый сигнал с разницей частоты 100 кГц, ослабление внутреннего аттенюатора 0 дБ, предусилитель выключен), дБм, не менее	9
Трекинг генератор (опция)	
Полоса частот анализа в реальном времени $F_{анализ}$, Гц идентификация АКИП-4225/1 идентификация АКИП-4225/2 идентификация АКИП-4225/4	от $1 \cdot 10^7$ до $2,1 \cdot 10^9$ от $1 \cdot 10^7$ до $3,6 \cdot 10^9$ от $1 \cdot 10^7$ до $8,4 \cdot 10^9$
Диапазон выходного уровня, дБм	от -40 до 0

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки уровня мощности, при несущей частоте 50 МГц, дБ	± 2
Неравномерность АЧХ, дБ	± 3
Анализ аналоговых модулированных сигналов (опция)	
Диапазон частот несущей, Гц - модификация АКИП-4225/1 - модификация АКИП-4225/2 - модификация АКИП-4225/3, АКИП-4225/4	от $2 \cdot 10^6$ до $2,1 \cdot 10^9$ от $2 \cdot 10^6$ до $3,6 \cdot 10^9$ от $2 \cdot 10^6$ до $8,4 \cdot 10^9$
Диапазон мощности несущей, дБм	от -30 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки мощности, дБ	± 2
АМ модуляция: - частота модуляции, Гц - погрешность измерения частоты абсолютная, при частоте менее 1 кГц, Гц относительная, при частоте св. 1 кГц, %, не более - глубина модуляции, % - абсолютная погрешность измерения глубины модуляции, %	от $20 \cdot$ до $1 \cdot 10^5$ 1 0,1 от 5 до 95 ± 4
ЧМ модуляция: - частота модуляции, Гц - погрешность измерения частоты: абсолютная, при частоте менее 1 кГц, Гц относительная, при частоте св. 1 кГц, %, не более - девиация частоты, Гц - относительная погрешность измерения девиация частоты, %	от $20 \cdot$ до $2 \cdot 10^5$ 1 0,1 от $1 \cdot 10^3$ до $4 \cdot 10^5$ ± 4
Анализ цифровых модулированных сигналов (опция)	
Диапазон частот несущей, Гц - модификация АКИП-4225/1 - модификация АКИП-4225/2 модификация АКИП-4225/3, АКИП-4225/4	от $2 \cdot 10^6$ до $2,1 \cdot 10^9$ от $2 \cdot 10^6$ до $3,6 \cdot 10^9$ от $2 \cdot 10^6$ до $8,4 \cdot 10^9$
Виды модуляций	ASK: 2ASK; FSK: 2,4,8,16 уровень; MSK: GMSK; PSK: BPSK, QPSK, OQPSK, 8PSK ; DPSK: DBPSK, DQPSK, D8PSK, -DQPSK, -D8PSK; QAM: 16, 32, 64, 128, 256
Примечания: N – число точек развертки; дБн – уровень мощности в дБ относительно уровня несущей частоты; дБм – уровень мощности в дБ относительно 1 мВт; $F_{вф}$ – полоса пропускания видеофильтра, Гц; $F_{пч}$ – полоса пропускания фильтра ПЧ, Гц; $TOI = (2 \cdot L_{смес} - L_{изм}) / 2$, где $L_{смес}$ – уровень входного сигнала на смесителе, дБм.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение сопротивлений входа анализатора и выхода следящего генератора, Ом	50
Типы разъемов анализатора	N-тип «розетка»
Напряжение питающей сети, В для номинального значения частоты сети: - 50 или 60 Гц - 400 Гц	от 100 до 240 от 100 до 120
Масса, кг, не более	4,55
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	378×218×120
Рабочие условия применения - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от 0 до +40 90

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не более	5
Средняя наработка на отказ, ч, не более	10000

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель анализаторов в виде наклейки и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средств измерений

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Анализатор	АКИП-4225 ¹⁾	1
Сетевой шнур питания	-	1
Руководство по эксплуатации (CD-диск)	-	1
Примечания ¹⁾ – модификация по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. «Работа с анализатором» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Стандарт предприятия «Анализаторы спектра АКИП-4225».

Правообладатель

JSC «PriST», Китай

Адрес: China, Jiangsu, Changzhou, TAIHU WEST ROAD NO.5-1

Изготовитель

JSC «PriST», Китай

Адрес: China, Jiangsu, Changzhou, TAIHU WEST ROAD NO.5-1

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля»

(АО «ПриСТ»)

Адрес: 111141, г. Москва, ул. Плеханова, дом 15А

Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

E-mail: prist@prist.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации № RA.RU.314740



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «⁰³_____» ^{октября}_____ 2025 г. № _____ 2145

Регистрационный № 96575-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-20000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-20000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной вертикальный цилиндрический, номинальной вместимостью 20000 м³.

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

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища, крыши и понтона.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара.

Резервуар РВСП-20000 с заводским номером 16 расположен на территории ЛПДС «Нурлино», Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал» по адресу: Республика Башкортостан, Уфимский район, с. Нурлино.

Общий вид резервуара РВСП-20000 представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-20000 № 16

Пломбирование резервуара РВСП-20000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Т а б л и ц а 2 – Технические характеристики

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

Т а б л и ц а 3 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-20000	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

Общество с ограниченной ответственностью «Курганский завод химического машиностроения»

(ООО «Курганхиммаш»)

ИНН 4501184300

Юридический адрес: 640027, Курганская обл., г. Курган, ул. Химмашевская, д. 16

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Курганский завод химического машиностроения»

(ООО «Курганхиммаш»)

ИНН 4501184300

Адрес: 640027, Курганская обл., г. Курган, ул. Химмашевская, д. 16

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»

(ООО «МетроКонТ»)

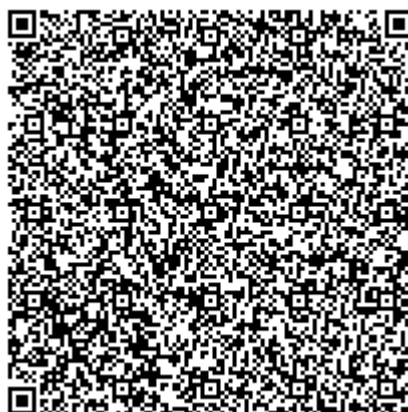
Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 46, пом. 1011

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 № 96576-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-5000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-5000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объёма нефти, а также для ее приёма, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

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

Резервуар оборудован смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуар с заводским номером 2 расположен по адресу: 403780, Волгоградская обл., Жирновский р-н, раб. пос. Красный Яр, ЛПДС «Красный Яр».

Заводской номер нанесен методом аэрографии непосредственно на резервуар.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-5000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики

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

Таблица 3 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

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

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга»

(АО «Транснефть – Приволга»)

ИНН: 6317024749

Юридический адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Приволга»

(АО «Транснефть – Приволга»)

ИНН: 6317024749

Адрес: 443020, г. Самара, ул. Ленинская, д. 100

Телефон: (846) 310-83-11

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»

(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

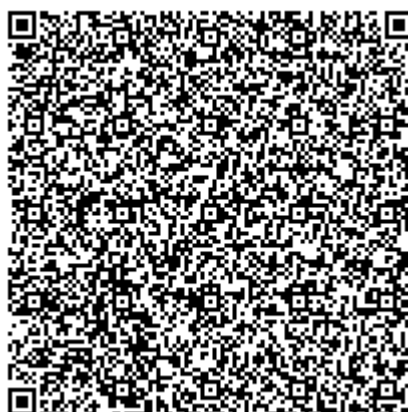
ИНН: 7723107453

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

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «⁰³» ^{октября} 2025 г. № ²¹⁴⁵

Регистрационный № 96577-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные железобетонные ЖБР-10000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные железобетонные ЖБР-10000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – вертикальные железобетонные, номинальной вместимостью 10000 м³.

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

Резервуары представляют 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.

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

Резервуары ЖБР-10000 с заводскими номерами 7, 10 расположены на территории Правобережной теплоэлектроцентрали (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» по адресу: 193079, г. Санкт-Петербург, Октябрьская набережная, 108.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

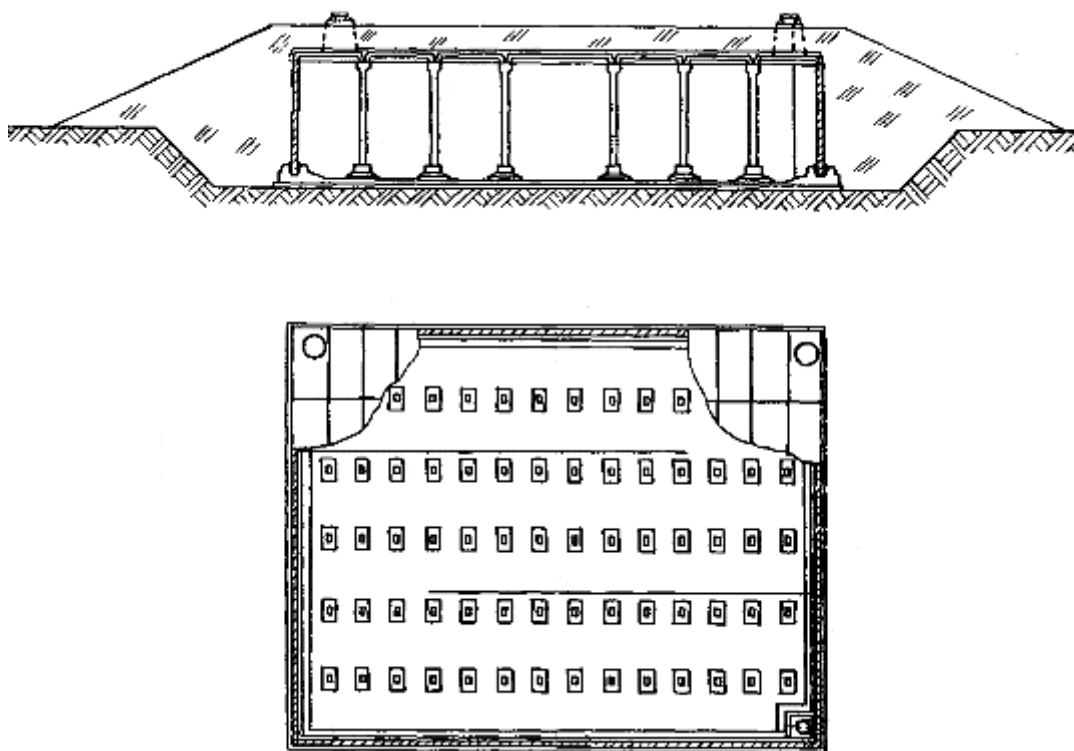


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуара ЖБР-10000



Рисунок 2 – Горловина резервуара ЖБР-10000 № 7



Рисунок 3 – Горловина резервуара ЖБР-10000 № 10

Пломбирование резервуаров ЖБР-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	ЖБР-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

ЛСУ Кировское м/у «Севтепломонтаж»
Адрес: г. Ленинград

Изготовитель

ЛСУ Кировское м/у «Севтепломонтаж» (зав. № 7 изготовлен в 1984 г., зав. № 10 изготовлен в 1987 г.)
Адрес: г. Ленинград

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «МетроКонТ»
(ООО «МетроКонТ»)
Адрес места осуществления деятельности: 420036, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тэцевская, д. 4б, 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 № 96578-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (ДИЗЕЛЬ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (ДИЗЕЛЬ) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а также измерений времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

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

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (ПО).

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (ДИЗЕЛЬ).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	ПС 110 кВ Городская, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. КЛ-601	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Городская, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. КЛ-602	GS-12 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28402-09	GE-12 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 28404-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

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

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

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

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

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

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 3 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	GS-12	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	GE-12	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «МЭК» (ДИЗЕЛЬ), аттестованном ООО «АСЭ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации RA.RU.314933.

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 «Межрегиональная энергосбытовая компания»

(АО «МЭК»)

ИНН: 5904237845

Юридический адрес: 603155, Нижегородская область, г. Нижний Новгород, ул. Максима Горького, д. 195, помещ. 18, офис 301

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

(ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314846

