

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95235-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры-манометры скважинные

Назначение средства измерений

Термометры-манометры скважинные (далее – термоманометры или приборы) предназначены для измерений давления и температуры среды в нефтяных, газовых, газоконденсатных и других скважинах.

Описание средства измерений

Принцип действия термоманометров при измерениях давления основан на пьезоэлектрическом эффекте зависимости резонансной частоты чувствительного элемента от изменения линейного размера при воздействии давления. Принцип действия при измерениях температуры основан на зависимости частоты пьезоэлектрического резонатора от температуры. Сигналы постоянного тока, исходящие от измерительного моста, преобразуются в цифровой формат двумя Дельта-Сигма преобразователями.

К данному типу относятся термометры-манометры скважинные с заводскими номерами: 1476, 1477, 1478, 1479, 1480.

Конструктивно термоманометры выполнены в виде герметичного неразборного цилиндрического корпуса с резьбовым соединением, внутри которого расположены первичные преобразователи (ПП) давления и температуры, а также платы измерительных преобразователей сигналов от ПП.

Для связи термоманометров с внешним устройством (наземным блоком сбора данных), необходимым для сбора и индикации измеренных значений давления и температуры, и их передачи для дальнейшей обработки, используется одножильный соединительный кабель, при помощи которого также происходит подача электропитания на термоманометр непосредственно с наземного блока.

Наземный блок конструктивно выполнен в виде прямоугольного корпуса с ЖК-дисплеем, встроенным электронным модулем и источником питания. К одному наземному блоку могут быть подключены от 1 до 5 термометров-манометров скважинных.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на корпус прибора методом гравировки.

Конструкция прибора не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Пломбирование приборов не предусмотрено.

Общий вид наземного блока сбора данных указан на рисунке 1.

Общий вид термометров-манометров скважинных и место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.

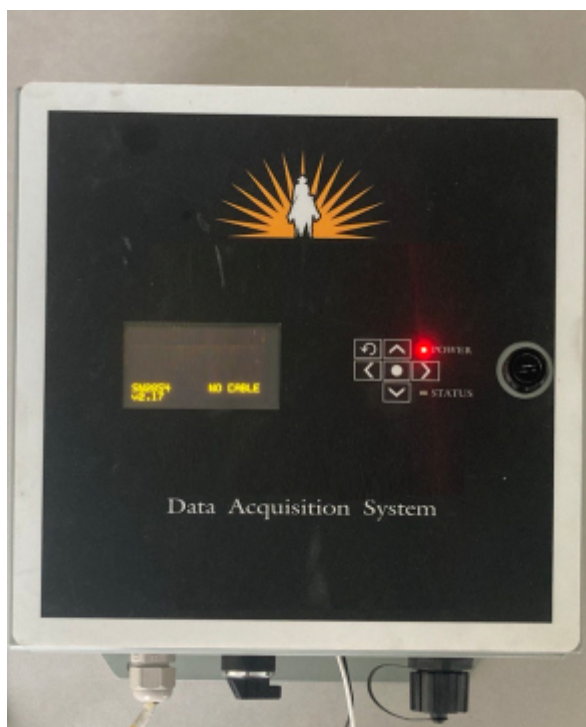


Рисунок 1 – Общий вид наземного блока сбора данных



Место
нанесения
заводского
номера

Рисунок 2 – Общий вид термометра-манометра скважинного.
Обозначение места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Термометры-манометры скважинные имеют встроенное и внешнее программное обеспечение (далее - ПО). Метрологически значимым является только встроенное ПО, которое устанавливается на заводе-изготовителе во время производственного цикла и осуществляет функции преобразования, обработки и передачи измерительной информации. Конструкция термоманометров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения «Высокий» в соответствии с Р50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Well Ranger Software Interface
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17
Цифровой идентификатор программного обеспечения	Недоступен

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики систем постоянного контроля скважинного давления и температуры (внутрискважинный датчик) приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0,1 до 137,8
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, % от ВПИ ⁽¹⁾ ⁽²⁾	±0,025
Диапазон измерений температуры, °С	от +25 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,1
Примечания: ⁽¹⁾ ВПИ – Верхний предел измерений давления, МПа; ⁽²⁾ Погрешность измерений давления нормирована при использовании в диапазоне температур от +25 до +150 °С	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Разрешающая способность по давлению, МПа	0,000069
Разрешающая способность по температуре, °С	0,005
Цифровой выходной сигнал	Modbus RTU/TCP (посредством интерфейса RS 485/Ethernet)
Напряжение питания, В - наземного блока сбора данных (переменный ток) - термоманометра от встроенного источника наземного блока (постоянный ток)	220 24
Габаритные размеры термоманометра, мм, не более: – диаметр – длина	25,4 898
Габаритные размеры наземного блока, мм, не более: – высота – ширина – глубина	260 260 190
Масса термоманометра, кг, не более	0,96
Масса наземного блока, кг, не более	4,30

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации термоманометра: - температура окружающей среды, °С	от + 25 до +150
Рабочие условия эксплуатации наземного блока: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +75 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации 26.51.52-001-74148117-2024РЭ и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометры-манометры скважинные	—	5 шт.
Наземный блок сбора данных	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.52-001-74148117-2024РЭ	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации на термометры-манометры скважинные 26.51.52-001-74148117-2024РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 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 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне 1×10^1 - 1×10^7 Па».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехВеллСервисес» (ООО «ТВС»)
ИНН 7713535749
Юридический адрес: 125252, г. Москва, пр-д Березовой рощи, д. 12, помещ. 2/3
Web-сайт: www.tws.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехВеллСервисес» (ООО «ТВС»)
ИНН 7713535749
Адрес: 125252, г. Москва, пр-д Березовой рощи, д. 12, помещ. 2/3
Web-сайт: www.tws.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru,

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95220-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-12,5 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические сварные стальные сосуды, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки. Расположение резервуаров подземное.

Заводской номер резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на металлические таблички, установленные на горловину резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РГС-12,5 заводские №№ 3758/24-1, 3759/24-1 расположены: Самарская обл., пгт. Суходол, ООО «ННК-Самаранефтегаз», УПН «Товарный парк».

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Эскиз резервуаров, общий вид замерных люков и табличек с заводскими номерами резервуаров представлен на рисунках 1-3.

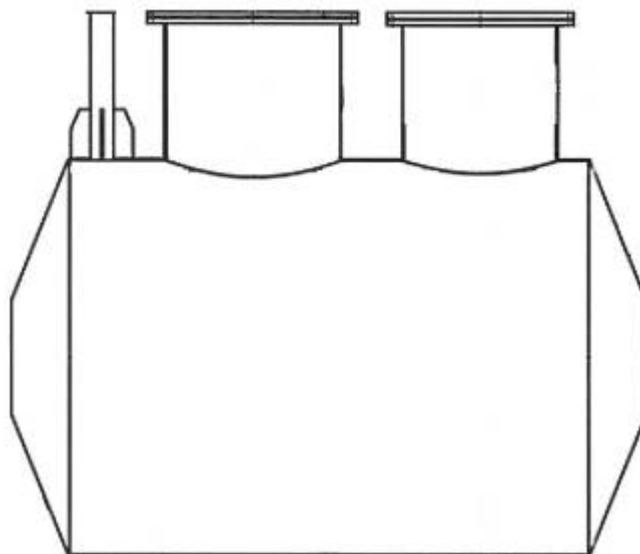


Рисунок 1 – Эскиз резервуаров РГС-12,5 зав. №№ 3758/24-1, 3759/24-1



Место нанесения
заводских номеров

Рисунок 2 – Общий вид замерных люков РГС-12,5 зав. №№ 3758/24-1, 3759/24-1



Рисунок 3 – Общий вид табличек с заводскими номерами РГС-12,5
зав. №№ 3758/24-1, 3759/24-1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 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

Таблица 3 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НПО «НЕФТЕГАЗМАШ»
(ООО «НПО «НГМ»)

ИНН 1324001535

Юридический адрес: 431444, Республика Мордовия, г. Рузаевка, ул. Пионерская, д. 119

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПО «НЕФТЕГАЗМАШ»
(ООО «НПО «НГМ»)

ИНН 1324001535

Адрес: 431444, Республика Мордовия, г. Рузаевка, ул. Пионерская, д. 119

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Адрес места осуществления деятельности: 443096, г. Самара, ул. Мичурина, д. 52

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95222-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-технические ТИТАН КОНТРОЛ 1000

Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические ТИТАН КОНТРОЛ 1000 (далее по тексту – комплексы) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения, измерений сигналов от термометров сопротивлений (ТС) и воспроизведения сигналов силы постоянного электрического тока и постоянного электрического напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов заключается в использовании аналого-цифрового и цифро-аналогового преобразования входных/выходных сигналов. Аналоговые сигналы от первичных преобразователей поступают на входы модулей ввода, где они преобразуются в цифровые сигналы и передаются на контроллеры для выработки управляющих воздействий. Обработанные управляющие цифровые сигналы контроллера поступают на входы модулей вывода для передачи на управляющие устройства, а также на автоматизированные рабочие места (АРМ) (не входят в состав комплексов), на которых отображаются и регистрируются значения измеряемых параметров технологических процессов и управляющих сигналов.

Комплексы относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу и количеству функциональных модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя. Максимальное количество вычислительных модулей в комплексах – 1. Комплексы ограничены 1024-мя измерительными каналами аналоговых сигналов. Состав комплексов и идентификационные данные функциональных модулей (обозначение и серийный номер) указываются в паспорте на комплексы.

Для связи с компонентами, периферийными устройствами, датчиками комплексы имеют встроенную поддержку следующих сетевых протоколов и технологий: Ethernet, RS-485, USB, HDMI, MODBUS TCP, MODBUS RTU, SNMP, MQTT, FTP, HTTP, HTTPS, DHCP, NTP, OPC UA, BACNET IP.

Комплексы изготавливаются в единой модификации ТИТАН КОНТРОЛ 1000.

В общем случае комплексы включают в себя следующие компоненты:

- многоканальные модули ввода/вывода, выполняющие прием и преобразование входных/выходных аналоговых и дискретных сигналов;
- вычислительный модуль (программируемый контроллер), осуществляющий обработку измерительной информации, полученной от модулей ввода/вывода, формирование в соответствии с заложенными алгоритмами выходных цифровых сигналов и передачи их через модули связи для последующего использования, отображения результатов измерений на оборудовании верхнего уровня (инженерных или рабочих операторских станциях на базе ПК);
- модуль источника питания постоянного тока 24 В (МИП);

– сетевое оборудование (модуль интерфейсный-сетевой и коммуникационный модуль).

Перечень вычислительных модулей и модулей ввода/вывода комплексов приведен в таблице 1.

Таблица 1 –Вычислительные модули и модули ввода/вывода комплексов

Наименование модуля	Обозначение
Вычислительный модуль	N1CP104
Модуль аналогового ввода сигналов термосопротивления PT100 или PT1000	N1AIT02
Модуль аналогового ввода сигналов напряжения	N1AI208
Модуль аналогового ввода токовых сигналов	N1AI308
Модуль аналогового вывода токовых сигналов	N1AO104
Модуль аналогового вывода сигналов напряжения	N1AO204

Заводской номер комплексов, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на левой боковой стороне корпуса вычислительного модуля.

Серийные номера вычислительных модулей и модулей ввода/вывода из состава комплексов наносятся методом лазерной гравировки на правую боковую сторону корпуса вычислительных модулей и модулей ввода/вывода.

Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено.

Пломбирование комплексов не предусмотрено.

Общий вид комплексов с указанием мест нанесения маркировочной таблички, заводского номера и знака утверждения типа комплексов представлен на рисунке 1.

Общий вид вычислительных модулей и модулей ввода/вывода комплексов представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид комплексов с указанием места нанесения маркировочной таблички, заводского номера и знака утверждения типа комплексов



а) N1CP104



б) N1AIT02



в) N1AI308



г) N1AI208



д) N1AO104



е) N1AO204

Рисунок 2 – Общий вид вычислительных модулей и модулей ввода/вывода комплексов

Программное обеспечение

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

Встроенным ПО комплексов является метрологически значимым. К встроенному ПО комплексов относятся ПО вычислительных модулей и модулей ввода/вывода аналоговых сигналов, хранящееся в их энергонезависимой памяти. Встроенное ПО устанавливается в процессе производственного цикла и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации. Встроенное ПО выполняет функции преобразования электрических сигналов, последующую обработку и передачу в цифровой форме на вышестоящие уровни автоматизированных систем.

Внешнее ПО включает в себя набор инструментальных и исполнительных программных модулей. Все программные модули, входящие в состав внешнего ПО, не являются метрологически значимыми и не дают доступ к внутренним программным микрокодам модулей ввода/вывода. В качестве внешнего ПО комплексов может быть использован веб-интерфейс, отображающий состояние каналов и версию встроенного ПО.

Команды и данные, переданные через интерфейсы связи, не оказывают влияние на достоверность результатов измерений. Метрологические характеристики комплексов нормированы с учетом влияния всех компонентов ПО.

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

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	N1AIT02	N1AI208	N1AI308	N1AO104	N1AO204	N1CP104
Номер версии (идентификационный номер) ПО	65536	65536	65537	65536	65536	65556
Цифровой идентификатор ПО	-					
Примечание – Идентификационное наименование ПО соответствует обозначениям модулей ввода/вывода.						

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
N1AI308	
Диапазон измерений силы постоянного электрического тока, мА	от 0 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений силы постоянного электрического тока, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений силы постоянного электрического тока, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °C изменения температуры, %	$\pm 0,05$
Дискретность измерений силы постоянного электрического тока, мА	0,001

Продолжение таблицы 3

N1AI208	
Диапазон измерений постоянного электрического напряжения, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений постоянного электрического напряжения, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений постоянного электрического напряжения, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °С изменения температуры, %	$\pm 0,05$
Дискретность измерений постоянного электрического напряжения, В	0,001
N1AIT02	
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте от термопреобразователей сопротивления РТ100 и РТ1000 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009, °С	от -200 до +650
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте от термопреобразователей сопротивления РТ100 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009 при четырёхпроводном подключении, %	± 1
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте от термопреобразователей сопротивления РТ1000 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009 при четырёхпроводном подключении, %	$\pm 1,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте от термопреобразователей сопротивления РТ100 и РТ1000 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009 при четырёхпроводном подключении, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °С изменения температуры, %	$\pm 0,05$
Дискретность измерений электрического сопротивления постоянного тока в температурном эквиваленте от термопреобразователей сопротивления РТ100 и РТ1000 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009, °С	0,1
N1AO104	
Диапазон воспроизведения силы постоянного электрического тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности воспроизведения силы постоянного электрического тока, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности воспроизведения силы постоянного электрического тока, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °С изменения температуры, %	$\pm 0,05$
Дискретность воспроизведения силы постоянного электрического тока, мА	0,001

Продолжение таблицы 3

N1AO204	
Диапазон воспроизведения постоянного электрического напряжения, В	от 0 до 10
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности воспроизведения постоянного электрического напряжения, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности воспроизведения постоянного электрического напряжения, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °C изменения температуры, %	$\pm 0,05$
Дискретность воспроизведения постоянного электрического напряжения, В	0,001
Примечания: 1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений. 2. Погрешность приведена для всего измерительного канала с применением данных модулей ввода/вывода и учитывает все составляющие.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 20,4 до 28,8
Потребляемая мощность, Вт, не более	250
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, С - относительная влажность, %	от +20 до +30 от 30 до 80
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, С - относительная влажность при +50 С, без конденсации, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +60 95 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм, не более - N1CP104 - N1AIT02, N1AI208, N1AI308, N1AO104, N1AO204	70×70×101 15×70×101
Масса, кг, не более - N1CP104 - N1AIT02, N1AI208, N1AI308, N1AO104, N1AO204	0,3 0,06

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	1000000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку комплексов типографским способом согласно схеме, указанной на рисунке 1, и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-технический ТИТАН КОНТРОЛ 1000	-	1 шт.
Паспорт	МФРУ.424257.001.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	МФРУ.424257.001.РЭ	1 экз.
Примечание – Обозначение и количество функциональных модулей в составе комплексов определяется в соответствии с заказом и указывается в паспорте.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.2.3 «Описание работы модулей» руководства по эксплуатации МФРУ.424257.001.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

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»;

ТУ 26.51.70-001-91461439-2024 Комплекс программно-технический «ТИТАН КОНТРОЛ 1000». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГК МФМК» (ООО «ГК МФМК»)

ИНН 7725721179

Юридический адрес: 125476, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Южное Тушино, ул. Василия Петушкова, д. 3, эт./помещ. 3/1, ком. 3/6

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГК МФМК» (ООО «ГК МФМК»)

ИНН 7725721179

Юридический адрес: 125476, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Южное Тушино, ул. Василия Петушкова, д. 3, эт./помещ. 3/1, ком. 3/6

Адрес места осуществления деятельности: 115201, г. Москва, ул. Котляковская, д. 3

Испытательный центр

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

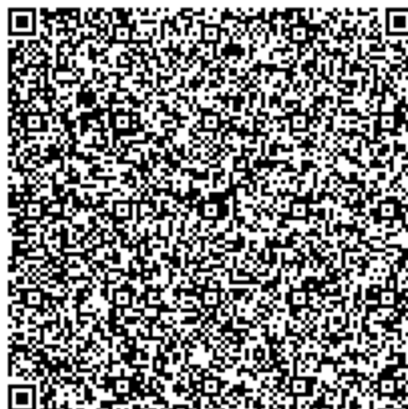
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Тел.: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95223-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы противоаварийной защиты НТпро-TFS600

Назначение средства измерений

Системы противоаварийной защиты НТпро-TFS600 (далее по тексту – комплексы) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока.

Описание средства измерений

Системы противоаварийной защиты НТпро-TFS600 представляют собой измерительно-вычислительные и управляющие комплексы функциональной безопасности, предназначенные для использования в системах аварийного отключения (ESD), системах обнаружения пожара и газа (F&GS) и системах управления горелкой (BMS).

Принцип действия комплексов заключается в непрерывном измерении входных сигналов силы постоянного тока, преобразований аналоговых сигналов в цифровой код при помощи 16-бит разрядного АЦП и последующей передаче измеренных значений в виде цифровых сигналов в модуль ЦПУ для регистрации и архивирования измеренных значений, с последующей передачей по каналам связи для отображения данных на операторских и инженерных станциях, а также формировании выходных информационных, управляющих, аварийных и дискретных сигналов на основе измерений параметров технологических процессов.

Комплексы относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу функциональных модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя.

Измерительные каналы формируются на базе следующих компонентов:

- многоканальных терминальных плат, обеспечивающих подключение внешних линий связи к модулям входных сигналов;
- многоканальных модулей входных сигналов, осуществляющих прием и преобразование входных электрических сигналов;
- модулей ЦПУ, осуществляющих обработку измерительной информации, полученной от модулей входных сигналов, формирование в соответствии с заложенными алгоритмами выходных цифровых сигналов и передачи их через модули связи для последующего использования, и отображения результатов измерений на инженерных или операторских станциях на базе ПК.

В общем случае, в состав комплексов входят следующие основные компоненты:

- основное шасси КТ600А установленное в 19-дюймовую стойку;
- функциональные модули, которые устанавливаются в основное шасси. Возможно размещение до 14 функциональных модулей в основном шасси.
- многоканальные терминальные платы, устанавливаемые на панели стойки и подключенные к соответствующим каналам функциональных модулей:

- КТ641А – 32-канальная терминальная плата цифровых входов;

- КТ642А – 32-канальная терминальная плата релейного блока;
- КТ643А – 32-канальная терминальная плата аналоговых входов.
- коммутирующие кабели связи (шины I/O) КТ673-1.5, предназначенные для коммутации основного шасси и шасси расширений с терминальными платами.
- функциональные модули:
 - КТ604А – модуль управления системным режимом;
 - КТ610А – модуль ЦПУ;
 - КТ620А – сетевой коммуникационный модуль;
 - КТ631А – 32-канальный модуль цифрового ввода;
 - КТ632А – 32-канальный модуль цифрового вывода;
 - КТ633А – 32-канальный модуль аналогового ввода;
 - КТ642А_TR – 8-канальный выходной релейный блок.
- модуль управления питанием КТ603А, преобразующий напряжение питания переменного тока внешнего источника в 24 В постоянного тока, устанавливаемый в основное шасси.

Заводской номер комплексов в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр и разделенного тире, наносится на идентификационную табличку методом печати, наклеиваемую на левую боковую сторону основного шасси.

Место нанесения знака поверки не предусмотрено.

Пломбирование комплексов не предусмотрено. Защита от несанкционированного доступа предусмотрена виде переключателя на передней панели модуля управления системным режимом основного шасси, который блокирует конфигурирование комплексов и переключается специализированным ключом. Предусмотрено закрытие стойки на ключ.

Архитектура комплексов приведена на рисунке 1.

Общий вид комплексов и вид слева основного шасси комплексов с указанием места нанесения идентификационной таблички, знака утверждения типа и заводского номера приведен на рисунке 2.

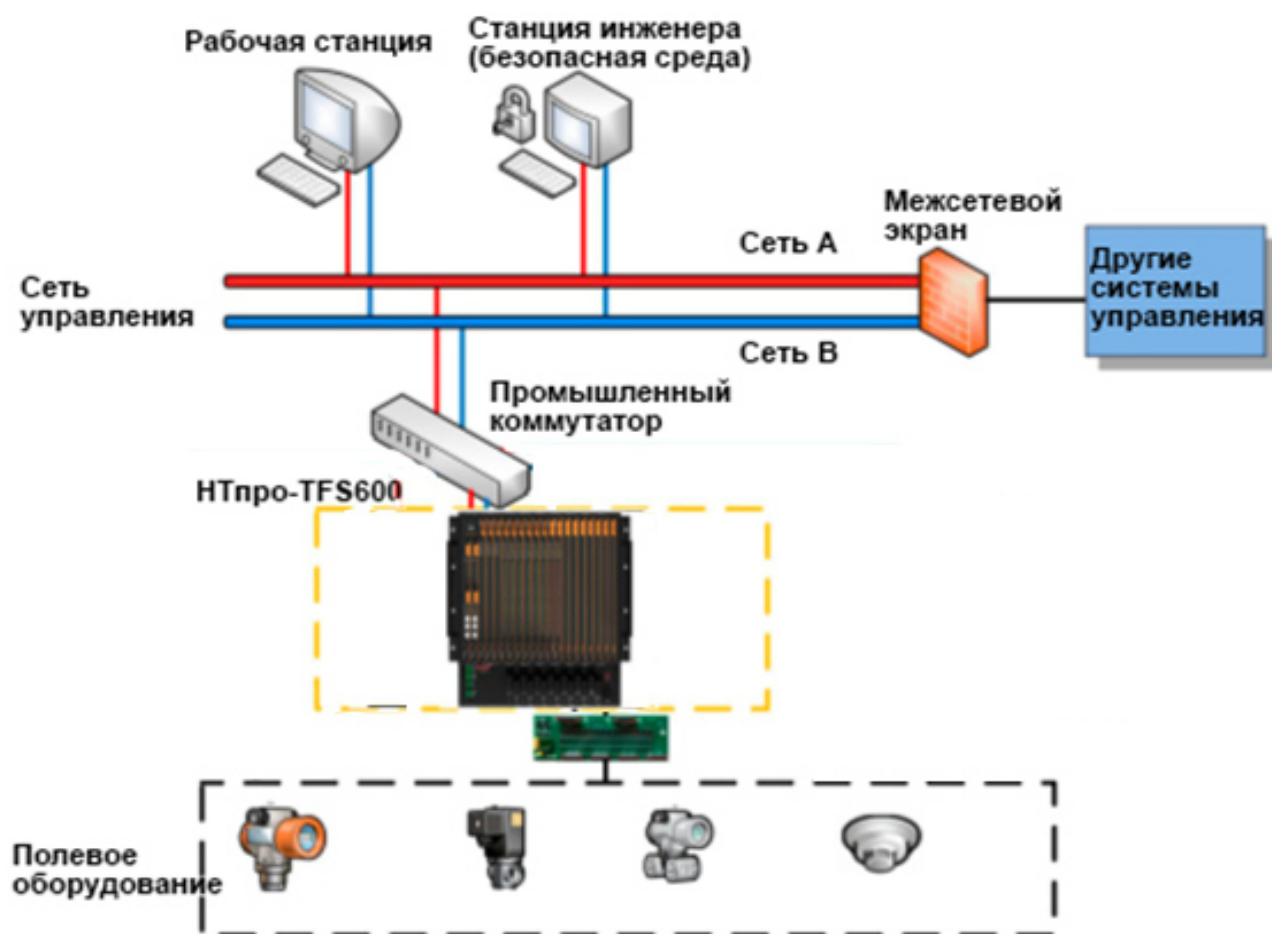
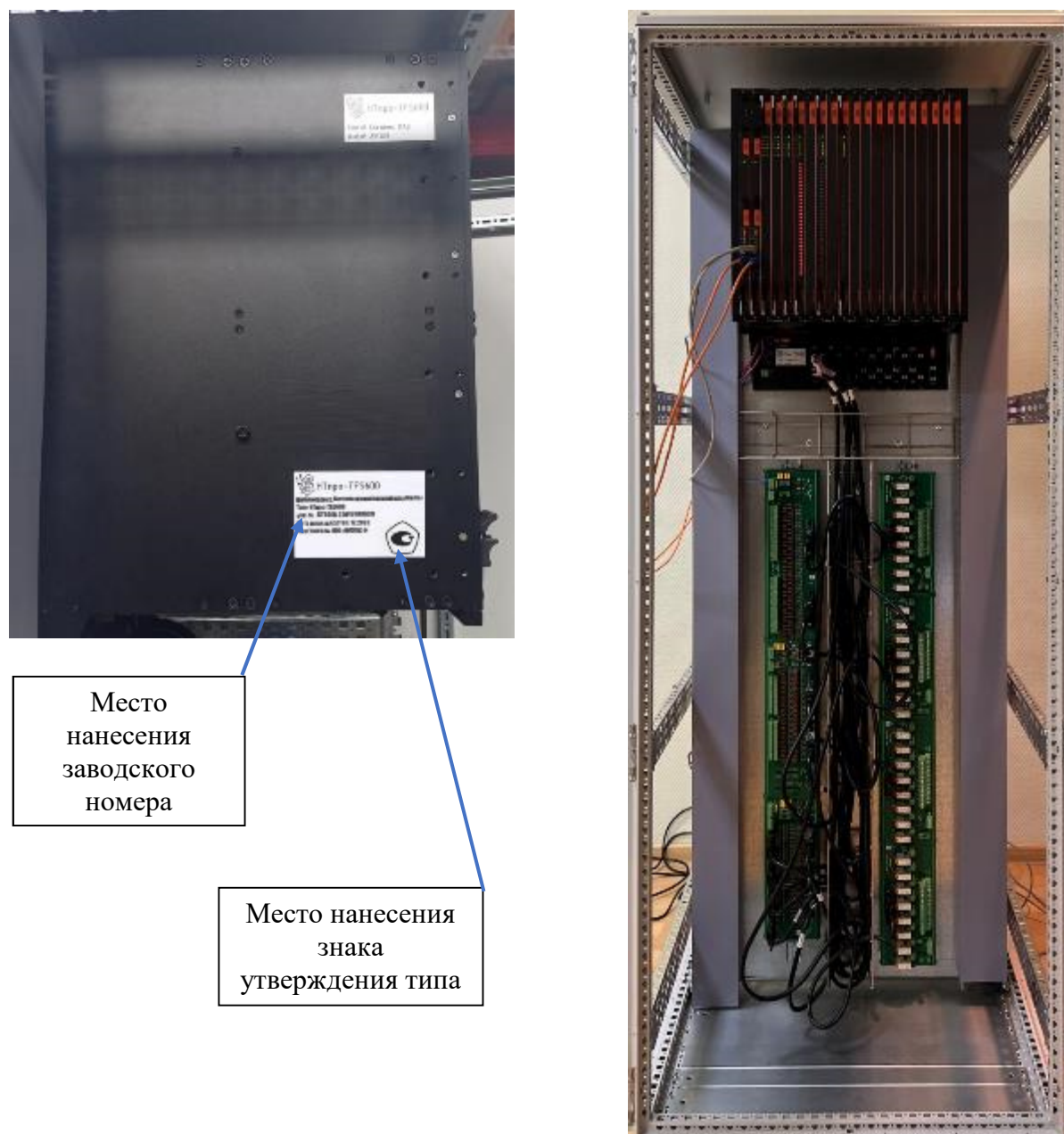


Рисунок 1 – Архитектура комплексов HTпро-TFS600



Место
нанесения
заводского
номера

Место нанесения
знака
утверждения типа

Рисунок 2 – Общий вид комплексов и вид слева основного шасси с указанием мест расположения идентификационной таблички, мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера.

Программное обеспечение

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

Встроенным ПО является ПО модулей, хранящееся в их энергонезависимой памяти. Встроенное ПО устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла, оно не доступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации.

Внешнее ПО верхнего уровня «SafetyPro» позволяет выполнять конфигурирование и настройку отображения результатов выполненных измерений в графическом и цифровом видах на мониторах ПК, а также архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений и не вносит изменения в измерительную и другую информацию. Предусмотрено разделение прав пользователей и защита паролем.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.
Идентификационные данные ПО комплексов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SafetyPro
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.2.9
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Тип модуля	Наименование характеристики	Значение
КТ633А	Диапазон измерений силы постоянного электрического тока, мА	от 4 до 20
	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений силы постоянного электрического тока, %	±0,1
	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений силы постоянного электрического тока, %	±0,01
Примечания: 1 Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений. 2 Дополнительная погрешность измерений вызвана изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах условий эксплуатации на каждые 1 °С изменения температуры. Основная и дополнительная погрешности суммируются алгебраически.		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 47 до 53
Потребляемая мощность, В·А, не более	480
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +23 до +27
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 0 до +60 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (Ширина×Высота×Глубина), мм, не более: - основное шасси КТ600А - модуль ЦПУ КТ610А - модуль сетевой коммуникационный КТ620А - модуль 32-канальный цифрового ввода КТ631А - модуль 32-канальный цифрового вывода КТ632А - модуль 32-канальный аналогового ввода КТ633А	482,4×524,2×394,5 20,1×399,0×356,4 20,1×204,0×356,6 20,1×399,0×356,6 20,1×399,0×356,6 20,1×399,0×356,6
Масса, кг, не более: - основное шасси КТ600А - модуль ЦПУ КТ610А - модуль сетевой коммуникационный КТ620А - модуль 32-канальный цифрового ввода КТ631А - модуль 32-канальный цифрового вывода КТ632А - модуль 32-канальный аналогового ввода КТ633А	12,8 1,2 0,5 1,2 1,2 1,2

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	1000000
Срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на идентификационную табличку методом печати, наклеиваемую на левую боковую сторону основного шасси согласно схеме, указанной на рисунке 2 и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система противоаварийной защиты	НТпро-TFS600	1 шт.
Паспорт	НТПР.424359.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	НТПР.424359.001 РЭ	1 экз.
Примечание – Тип и количество функциональных модулей комплексов определяется в соответствии с заказом и указывается в паспорте.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общее описание» руководства по эксплуатации НТПР.424359.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

НТПР.424359.001 ТУ «Системы противоаварийной защиты НТпро-TFS600. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМПЕКС-1» (ООО «ИМПЕКС-1»)
ИНН 9703081105

Юридический адрес: 123112, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, наб. Пресненская, д. 10, стр. 2, эт. 11, помещ. 97, ком.2, оф. 274

Телефон: + 7 925 411-28-06

E-mail: oleg.sidelev@h-xgroup.com

Web-сайт: www.h-xgroup.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМПЕКС-1» (ООО «ИМПЕКС-1»)
ИНН 9703081105

Адрес: 123112, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, наб. Пресненская, д. 10, стр. 2, эт. 11, помещ. 97, ком. 2, оф. 274

Телефон: + 7 925 411-28-06

E-mail: oleg.sidelev@h-xgroup.com

Web-сайт: www.h-xgroup.com

Испытательный центр

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

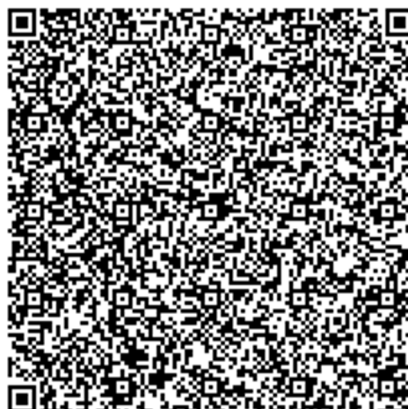
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Тел.: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95224-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 125
ПСП НПС «Калейкино»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 125 ПСП НПС «Калейкино» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления.

СИКН, заводской № 125/2024, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя две рабочие и одну контрольно-резервную измерительную линию;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- системы сбора и обработки информации;
- установки поверочной трубопоршневой;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- системы дренажа.

На выходном коллекторе СИКН для отбора нефти для БИК установлено пробозаборное устройство (далее – ПЗУ), выполненное в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». В БИК установлен расходомер для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ модели НТМ 12 (далее – ТПР)	79393-20
Датчики температуры 644	39539-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01, 22257-05
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные 3144Р	14683-04
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Преобразователи измерительные Сапфир-22МТ	78837-20
Термопреобразователи сопротивления серии TR	71870-18
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-10, 14061-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	52638-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835) (далее – ПП)	15644-06
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3» (далее – ПП)	77871-20
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (далее – ПВз)	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (далее – ПВз)	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM (далее – ПВз)	62129-15
Преобразователи плотности и вязкости поточные ППВ-6,3.У1-Вн (далее – ПВз)	75029-19
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ПВл)	14557-10, 14557-15
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1	63973-16
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Двухнаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей с Ду от 8" до 42" (далее – ПУ)	20054-00

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности, вязкости, влагосодержания, серосодержания);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;

- поверку СИ (ТПР) на месте эксплуатации;
- КМХ СИ (ТПР, ПП, ПВл, ПВз) на месте эксплуатации;
- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты.

Методы отбора проб»;

- дистанционное управление запорной арматуры;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 800 до 3600
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие техниче- ские условия»
Давление нефти, МПа	от 0,19 до 2,5
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном рас- ходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и контроля метрологических характеристик, не более	0,2 0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура перекачиваемой нефти, °С – плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст) – содержание свободного газа	от +5 до +40 от 850 до 950 от 5 до 100 1,0 900 0,05 66,7 (500) не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации СИКН: – температура окружающей среды, °С	от -35 до +34
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 125 ПСП НПС «Калейкино»	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 125 НПС «Калейкино» Ромашкинского РНУ АО «Транснефть – Прикамье», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 478-RA.RU.312546-2024 от 11.11.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье» (АО «Транснефть – Прикамье»)
ИНН 1645000340

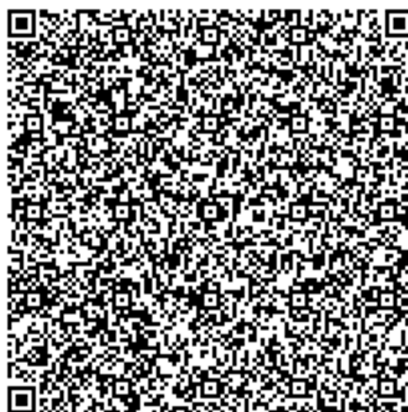
Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье» (АО «Транснефть – Прикамье»)
ИНН 1645000340
Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95225-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества конденсата газового деэтанализированного на объекте «Система транспорта газового конденсата от УКПГ до точки врезки в конденсатопровод АО «АРКТИКГАЗ» Станция насосная конденсата с коммерческим узлом учета»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества конденсата газового деэтанализированного на объекте «Система транспорта газового конденсата от УКПГ до точки врезки в конденсатопровод АО «АРКТИКГАЗ» Станция насосная конденсата с коммерческим узлом учета» (далее – СИКГК) предназначена для измерений массы конденсата газового деэтанализированного (далее – КГД) прямым методом динамических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы КГД.

При прямом методе динамических измерений массу КГД определяют с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу КГД по реализованному в нем алгоритму.

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

Конструктивно СИКГК состоит из технологической части и системы сбора, обработки информации и управления.

Основные средства измерений из состава СИКГК, участвующие в измерениях массы КГД, приведены в таблице 1. Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации СИКГК на средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Основные средства измерений из состава СИКГК

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF200 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	45115-16

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры поточные модели L	56767-14
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК)	64224-16
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	42693-15

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

СИКГК обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы КГД прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматические измерения плотности, объемной доли воды в КГД, объемного расхода КГД в блоке контроля качества;
- автоматические измерения давления и температуры КГД;
- проведение контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением установки поверочной;
- ручной отбор проб КГД согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» и ММ 51-00159093-004-02 «Руководящий документ. Нестабильные жидкие углеводороды. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров КГД, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Установка пломб на СИКГК не предусмотрена. Нанесение знака поверки на СИКГК не предусмотрено.

Заводской номер СИКГК в цифровом формате (№ 1142) нанесен методом лазерной гравировки на фирменную табличку, размещенную на входе в блок бокс СИКГК.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГК.

ПО СИКГК реализовано в ИВК и автоматизированных рабочих местах (АРМ) оператора, сведения о которых приведены в таблице 2. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГК в целях утверждения типа.

Метрологические характеристики СИКГК указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГК

Идентификационные данные (признаки)	Значение (ИВК)	Значение прикладного ПО (АРМ оператора)
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	PRV_CALCS.bmo
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.26b/26b	1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1742	B286B7A0

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКГК, включая показатели точности, качества измеряемой среды и надежности СИКГК, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГК

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода КГД, т/ч	от 5,5 до 30,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы КГД, %	±0,25

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГК

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	конденсат газовый деэтанализированный по ТУ 0271-146-31323949-2010 «Конденсат газовый деэтанализированный. Технические условия»
Давление КГД (избыточное), МПа	от 0,25 до 2,5
Температура КГД, °С	от 0 до +30
Диапазон плотности при рабочих условиях, кг/м ³	от 600 до 800
Режим работы СИКГК	постоянный, автоматизированный

Таблица 5 – Показатели надежности СИКГК

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульном листе руководства по эксплуатации СИКГК печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГК приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКГК

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества конденсата газового деэтанализированного на объекте «Система транспорта газового конденсата от УКПГ до точки врезки в конденсатопровод АО «АРКТИКГАЗ» Станция насосная конденсата с коммерческим узлом учета»	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1475.19.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГКС-005-2023. Инструкция. ГСИ. Масса конденсата газового деэтанализованного. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества конденсата газового деэтанализованного на объекте «Система транспорта газового конденсата от УКПГ до точки врезки в конденсатопровод АО «АРКТИКГАЗ». Станция насосная конденсата с коммерческим узлом учета» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.45337).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.8.2.3);

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 «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»
(ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»)

ИНН 8903021599

Юридический адрес: 629309, Ямало-Ненецкий АО, г. Новый Уренгой, Славянский мкр., д. 9, эт. 8, каб. 804

Телефон: 8 (3494) 92-22-42

Факс: 8 (3494) 92-22-13

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: 8 (843) 221-70-00

Факс: 8 (843) 221-70-00

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

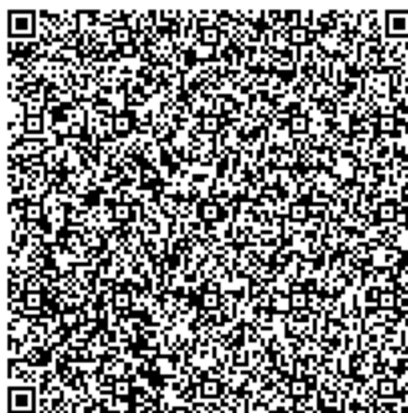
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19

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

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

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95226-25

Лист № 1
Всего листов 44

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру;

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности 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 с третьего уровня настоящей системы.

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

АИИС КУЭ имеют выделенную на функциональном уровне систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ 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 периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 сутки). При любом расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД 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) ООО «БГК».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ 110 кВ Закамская - Кармановская ГРЭС I цепь с отпайками	СТДИ-300/4000-1/5 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 29195-05	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
2	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ 110 кВ Закамская - Кармановская ГРЭС II цепь с отпайками	СТДИ-300/4000-1/5 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 29195-05	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная
3	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Автозавод I цепь с отпайками	IMB 72-800 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
4	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 10, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Автозавод II цепь с отпайкой на ПС Раздолье	IMB 72-800 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная
5	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Арлан I цепь с отпайками	ТГФ110 1500/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 16635-04	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
6	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Арлан II цепь с отпайками	IMB 72-800 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 13, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Редькино II цепь с отпайками	ТГФ110 1500/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 16635-04	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
8	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 20, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Янаул I цепь с отпайкой на ПС Строительная	IMB 72-800 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
9	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС - Янаул II цепь с отпайками	IMB 72-800 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
10	Кармановская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 5, ОВ-110 кВ	СТДИ-300/4000-1/5 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 29195-05	НКФ110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
11	Уфимская ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
12	Уфимская ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03МК Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		реактивная
13	Уфимская ТЭЦ-2, ТГ-6 10 кВ	ТПШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 - Западная I цепь с отпайкой на ПС Стекловолокну	TG 145-420 1200/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
15	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 - Западная II цепь с отпайкой на ПС Стекловолокну	TG 145-420 1200/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
16	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 - Максимовка	ТОГ-110 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26118-06	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
17	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 - Сипайлово I цепь	TG 145-420 1200/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
18	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 - Сипайлово II цепь	TG 145-420 1200/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
19	Уфимская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТОГ-110 1200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 26118-06	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 11	ТПЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
21	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 19	ТПОЛ-СВЭЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
22	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 29	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 32	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
24	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 36	ТПЛ 20 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21254-01	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
25	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 38	ТПЛ 20 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21254-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 39	ТПОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
27	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 40	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
28	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-10 кВ, яч. 42	ТПЛ 20 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 21254-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87 НОМ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ ф. 10Д-1	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
30	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ ф. 10Д-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
31	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 14, КЛ-10 кВ ф. 14Д-1	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 14, КЛ-10 кВ ф. 14Д-2	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-11	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
33	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 15, КЛ-10 кВ ф. 15Д-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
34	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 21, КЛ-10 кВ ф. 21Д-1	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
35	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 21, КЛ-10 кВ ф. 21Д-2	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
36	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 22, КЛ-10 кВ ф. 22Д-1	ТВЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
37	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 22, КЛ-10 кВ ф. 22Д-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
38	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 22, КЛ-10 кВ ф. 22Д-3	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
39	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 24, КЛ-10 кВ ф. 24Д-2	ТЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
40	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 25, КЛ-10 кВ ф. 25Д-2	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 26, КЛ-10 кВ ф. 26Д-1	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-16	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
42	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 26, КЛ-10 кВ ф. 26Д-2	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НОМ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
43	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 30, КЛ-10 кВ ф. 30Д-1	ТОЛ 10-1 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-03	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
44	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 31, КЛ-10 кВ ф. 31Д-1	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
45	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 31, КЛ-10 кВ ф. 31Д-2	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
46	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 33, КЛ-10 кВ ф. 33Д-1	ТВК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
47	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 33, КЛ-10 кВ ф. 33Д-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
48	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 33, КЛ-10 кВ ф. 33Д-3	ТВЛМ-10 ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 34, КЛ-10 кВ ф. 34Д-2	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
50	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 34, КЛ-10 кВ ф. 34Д-3	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53 НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная
51	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ ф. 4Д-1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
52	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ ф. 4Д-2	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
53	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-2-10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ ф. 6Д-1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 12	ТПОЛ-СВЭЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
55	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 16	ТПОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
56	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 18	ТПОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
57	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 22	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
58	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 26	ТПОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
59	Уфимская ТЭЦ-2, ГРУ-1-6 кВ, яч. 8	ТПОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 45425-10	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
60	Уфимская ТЭЦ-3, ОРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-3 - ГПП-1 УОС	TG 145-420 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	ЗНОГ 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	Уфимская ТЭЦ-3, ЗРУ-35 кВ, яч. 2, КЛ-35 кВ ТЭЦ-3 - НУ-1	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73	ЗНОЛ-СЭЩ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
62	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 27, КЛ-6 кВ ф. 204Ш	ТПОФ 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
63	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 1 СШ, яч. 12, КЛ-6 кВ ф. 12Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
64	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 24, КЛ-6 кВ ф. 24Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
65	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 26, КЛ-6 кВ ф. 26Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
66	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 28, КЛ-6 кВ ф. 28Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
67	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 1 СШ, яч. 2, КЛ-6 кВ ф. 2Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
68	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 30, КЛ-6 кВ ф. 30Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
69	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 2 СШ, яч. 32, КЛ-6 кВ ф. 32Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
70	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 3 СШ, яч. 40, КЛ-6 кВ ф. 40Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
71	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 1 СШ, яч. 4, КЛ-6 кВ ф. 4Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
72	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 3 СШ, яч. 50, КЛ-6 кВ ф. 50Ш	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
73	Уфимская ТЭЦ-3, ГРУ-1 6 кВ, 1 СШ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6Ш	ТПОЛ-СВЭЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70109-17	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
74	Уфимская ТЭЦ-4, ТГ-8 6 кВ	ТШВ-15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
75	Уфимская ТЭЦ-4, ТГ-9 10 кВ	ТШВ-15 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
76	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 17, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - ГПП-1 УОС	ТВ-110/50 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
77	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 21, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 - ГПП-2 УОС	ТВ-110/50 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
78	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дёма I цепь с отпайкой на ПС Падеевка	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
79	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дёма II цепь с отпайкой на ПС Падеевка	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
80	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - Приуфимская ТЭЦ I цепь	ТВ-110/20 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
81	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 13, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - Сосновка	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
82	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 25, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - СШП I цепь	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
83	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 23, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - СШП II цепь	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
84	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 15, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-3 - Уфимская ТЭЦ-4 Красная	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
85	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ОВ 110 кВ	ТВ-110/50 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
86	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ, яч. 10, КЛ-35 кВ ф. 10Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
87	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 16, КЛ-35 кВ ф. 16Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
88	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 18, КЛ-35 кВ ф. 18Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
89	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ яч. 19, КЛ-35 кВ ф. 19Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
90	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 20, КЛ-35 кВ ф. 20Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
91	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 22, КЛ-35 кВ ф. 22Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
92	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 24, КЛ-35 кВ ф. 24Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
93	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 26, КЛ-35 кВ ф. 26Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
94	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 2 СШ, яч. 28, КЛ-35 кВ ф. 28Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	НАМИ 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
95	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ, яч. 2, КЛ-35 кВ ф. 2Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
96	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ, яч. 4, КЛ-35 кВ ф. 4Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
97	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ яч. 6, КЛ-35 кВ ф. 6Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
98	Уфимская ТЭЦ-4, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ, яч. 8, КЛ-35 кВ ф. 8Ц	ТОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
99	Уфимская ТЭЦ-4, РУСН-6 кВ, сек. 17, яч. 341	ТВК-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
100	Уфимская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 3 СШ кВ, яч. 34, КЛ-6 кВ ф. 34Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
101	Уфимская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 37, КЛ-6 кВ ф. 37Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
102	Уфимская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 38, КЛ-6 кВ ф. 38Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
103	Уфимская ТЭЦ-4, ГРУ-6 кВ, 3 СШ кВ, яч. 39, КЛ-6 кВ ф. 39Ш	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
104	Уфимская ТЭЦ-4, РУСН-6 кВ, сек. 10, яч. 148Б	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
105	Павловская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТЛШ-10 4000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 11077-07	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
106	Павловская ГЭС, ГГ-2 10 кВ	ТЛШ-10 4000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 11077-07	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
107	Павловская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТЛШ-10 4000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 11077-07	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
108	Павловская ГЭС, ГГ-4 10 кВ	ТЛШ-10 4000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 11077-03	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
109	Павловская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ СПП - Павловская ГЭС с отпайками	TG145-420 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
110	Павловская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Павловская ГЭС - Кундашлы 1	TG145-420 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
111	Павловская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Павловская ГЭС - Кундашлы 2	TG145-420 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
112	Павловская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Павловская ГЭС - Новый Субай с отпайками (ВЛ 110 кВ ПГЭС - Симская)	TG145-420 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
113	Павловская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-3 – Павловская ГЭС с отпайками	TG145-420 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
114	Павловская ГЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Павловская ГЭС - Бирючево поле	ТВГ-УЭТМ® 200/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 52619-13	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
115	Павловская ГЭС, КРУ-10 кВ, 2 СШ, яч. 16, КЛ 10 кВ Шлюз 8Д	ТПЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
116	Павловская ГЭС, КРУ-10 кВ, 1 СШ, яч. 3, КЛ 10 кВ Шлюз 7Д	ТЛК10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
117	Павловская ГЭС, КРУН-6 кВ, 2 СЩ, яч. 12, КВЛ 6 кВ Горный воздух	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
118	Павловская ГЭС, КРУН-6 кВ, 1 СЩ, яч. 3, ВЛ 6 кВ Промзона	ТВЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
119	Павловская ГЭС, КРУН-6 кВ, 1 СЩ, яч. 1, ВЛ 6 кВ Нижний поселок	ТЛК10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
120	Павловская ГЭС, КРУН-6 кВ, 1 СЩ яч. 5, ВЛ 6 кВ Верхний поселок	ТЛК10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
121	Павловская ГЭС, КРУН-6 кВ, 2 СЩ, яч. 10, ВЛ 6 кВ Котельная	ТЛК10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
122	Стерлитамакская ТЭЦ, ТГ-4 6 кВ	ТШВ-15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
123	Стерлитамакская ТЭЦ, ТГ-5 6 кВ	ТШВ-15 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
124	Стерлитамакская ТЭЦ, ТГ-6 10 кВ	ТШВ-15 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
125	Стерлитамакская ТЭЦ, ТГ-9 10 кВ	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
126	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ 110 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ГПП-2 СК	ТФН-110 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 652-50	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
127	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ 110 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ГПП-2 Сода с отпайкой на ПС БОС	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
128	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЗИЛ-2 с отпайкой на ПС Город	ТПОЛ-35 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
129	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЗИЛ-1 с отпайкой на ПС Город	ТПОЛ-35 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
130	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 11, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЦРП-1 11 ц. Каустик	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
131	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ -35 кВ, яч. 5, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЦРП-1 5ц. Каустик	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
132	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 7, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЦРП-1 7ц. Каустик	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
133	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 9, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ЦРП-1 9ц. Каустик	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
134	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ -35 кВ, яч. 17, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ГПП-1 Авангард	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
135	Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 19, ВЛ 35 кВ Стерлитамакская ТЭЦ - ГПП-2 Авангард	ТПОЛ-35 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
136	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 1 СШ, яч. 12, КЛ-6 кВ ф. 12Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
137	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 2 СШ, яч. 19, КЛ-6 кВ ф. 19Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
138	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 2 СШ, яч. 24, КЛ-6 кВ ф. 24Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
139	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 СШ, яч. 38, КЛ-6 кВ ф. 38Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
140	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 СШ, яч. 40, КЛ-6 кВ ф. 40Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
141	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 СШ, яч. 42, КЛ-6 кВ ф. 42Ш	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
142	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 4 СШ, яч. 44, КЛ-6 кВ ф. 44Ш	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
143	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 1 СШ, яч. 4, КЛ-6 кВ ф. 4Ш	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
144	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 4 СШ, яч. 52, КЛ-6 кВ ф. 52Ш	ТПОЛ 10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
145	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 4 СШ, яч. 53, КЛ-6 кВ ф. 53Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
146	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 4 СШ, яч. 56, КЛ-6 кВ ф. 56Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
147	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 63, КЛ-6 кВ ф. 63ШБ Рег. № 1856-63	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
148	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 70, КЛ-6 кВ ф. 70Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
149	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 72, КЛ-6 кВ ф. 72Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
150	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 73, КЛ-6 кВ ф. 73Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
151	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 76, КЛ-6 кВ ф. 76Ш Рег. № 1261-59	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
152	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 78, КЛ-6 кВ ф. 78Ш	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
153	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 СШ, яч. 79, КЛ-6 кВ ф. 79Ш	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
154	Салаватская ТЭЦ, ГРУ А 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ ф. 12	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
155	Салаватская ТЭЦ, ГРУ А 6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч. 38, КЛ-6 кВ ф. 38	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
156	Салаватская ТЭЦ, ГРУ Б 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 56, КЛ-6 кВ ф. 56А	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 45425-10	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
157	Салаватская ТЭЦ, ГРУ Б 6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. 86, КЛ-6 кВ ф. 86А	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
158	Салаватская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, Секция 13, яч. 251, КЛ-6 кВ в сторону ООО КварцГрупп (Энергоремонт)	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
159	Уфимская ТЭЦ-1, ТГ-6 кВ	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОМ-15-63 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
160	Уфимская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-1 - Донская	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 37749-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
161	Уфимская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-1 - СПП I цепь с отпайкой на ПС Черниковка-Восточная-тяга	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 37749-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
162	Уфимская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-1 - СПП II цепь с отпайкой на ПС Черниковка-Восточная-тяга	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 19720-06	НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 37749-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
163	Уфимская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 4, ОШСВ-110 кВ	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 37749-13	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
164	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. IШ	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
165	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-1	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
166	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
167	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 68, КЛ-6 кВ ф. 68Ш-2	ТПОЛ10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
168	Приуфимская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ 110 кВ Приуфимская ТЭЦ - Бирск с отпайкой на ПС Кондаковка	ТОГФ-110 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 44640-10	ЗНОГ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная
169	Приуфимская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ 110 кВ Приуфимская ТЭЦ - Благовещенск 1	ТОГФ-110 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 44640-10	ЗНОГ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная
170	Приуфимская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ 110 кВ Приуфимская ТЭЦ - Благовещенск 2	ТРГ-110 П* 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
171	Приуфимская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - Приуфимская ТЭЦ I цепь	ТРГ-110 П* 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
172	Приуфимская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 - Приуфимская ТЭЦ II цепь	ТРГ-110 П* 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
173	Приуфимская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 203, КЛ-6 кВ ПЛ-203Ш	ТВК-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
174	Приуфимская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 211, КЛ-6 кВ ПЛ-211Ш	ТОЛ-НТЗ-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 51679-12	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
175	Приуфимская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 220, КЛ-6 кВ ПЛ-220Ш	ТШЛ-СЭЦ-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 37544-08	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
176	Приуфимская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 314, КЛ-6 кВ ПЛ-314Ш	ТПОЛ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
177	Приуфимская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 316, КЛ-6 кВ ПЛ-316Ш	ТВК-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8913-82 ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
178	Юмагузинская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТОЛ 10-1 1000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
179	Юмагузинская ГЭС, ГГ-2 10 кВ	ТОЛ 10-1 1000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная
180	Юмагузинская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТОЛ 10-1 1000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
181	Юмагузинская ГЭС, КРУ-10 кВ, 3 СШ, яч. 15, КЛ-10 кВ Юмагузинская ГЭС - ТП № 1А ЮВ	ТОЛ 10-1 1000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ: УСВ-2 Рег. № 82570-21	реактивная
182	Юмагузинская ГЭС, КТПСН-0,4 кВ, 1 СШ, яч. 11, КЛ-0,4 кВ резервное питание выходного оголовка	ТШП 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
183	Юмагузинская ГЭС, КТПСН-0,4 кВ, 2 СШ, яч. 17, КЛ-0,4 кВ резервное питание входного оголовка	ТШП 500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		реактивная
184	Юмагузинская ГЭС, КТПСН-0,4 кВ, 2 СШ, яч. 19, КЛ-0,4 кВ рабочее питание выходного оголовка	ТШП 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		активная

1	2	3	4	5	6	7
185	Юмагузинская ГЭС, КТПСН-0,4 кВ, 1 СШ, яч. 2, КЛ-0,4 кВ резервное питание от ТП №1А ЮВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
186	Юмагузинская ГЭС, КТПСН-0,4 кВ, 1 СШ, яч. 4, КЛ-0,4 кВ рабочее питание входного оголовка	ТОП 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-11	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		реактивная
187	Приуфимская ТЭЦ, РУСН ГК-0,4 кВ, сек. 1Н, пан. 2, сборка 113Н, сборка дымовой трубы ТЭЦ, ШУ № 4, КЛ-0,4 кВ в сторону ОАО Мегафон	Т-0,66 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22656-07	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная
188	Уфимская ТЭЦ-2, ГТУ-1 10 кВ	ТЛШ-10 4000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОЛП 11000/√3:110/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная

П р и м е ч а н и я

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 4; 6; 8 - 10; 31; 32; 41; 109 - 113; 156; 174; 175 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,8
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,1	1,5	2,3	1,3	1,6	2,4
5; 7; 14; 15; 17; 18; 105 - 108; 114; 178 - 181 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
11 - 13; 22 - 24; 27; 29; 30; 33; 35 - 40; 42; 44 - 53; 57; 62 - 72; 74 - 85; 99 - 104; 115 - 117; 121 - 155; 157 - 159; 163 - 167; 173; 177 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
16; 19 - 21; 25; 26; 28; 34; 43; 54 - 56; 58; 59; 73; 160 - 162; 176 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
60 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,0	1,1	1,4	2,1
61; 118 - 120 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
86 - 98; 168 - 172 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
188 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,4
182 - 186 (ТТ 0,2S; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,3	0,5	0,7	0,7	0,9	1,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,3	0,5	0,7	0,7	0,9	1,0
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,4	0,6	1,0	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	0,4	0,8	1,1	0,8	1,0	1,3
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	1,9	1,2	1,4	2,1
187 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,6	1,0	1,8	0,8	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,6	1,0	1,8	0,8	1,2	1,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,4	2,6	1,0	1,6	2,7
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,3
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$	
1	2	3	4	5	6		
1 - 4; 6; 8 - 10; 31; 32; 41; 109 - 113; 156; 174 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	0,9	1,5	1,2		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	1,6	1,3		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,6	1,2	2,0	1,6		
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,4	1,7	3,2	2,4		
5; 7; 14; 15; 17; 18; 105 - 108; 114; 178 - 181 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	0,9	1,5	1,2		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,4	1,0	1,7	1,3		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,4	2,4	1,8		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
11; 13; 22 - 24; 27; 29; 30; 33; 35 - 40; 42; 44 - 53; 57; 62 - 72; 74 - 85; 99 - 104; 115 - 117; 121 - 155; 157 - 159; 163 - 167; 173; 177 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,6	4,6	2,8
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,6	3,0
16; 19 - 21; 25; 26; 28; 34; 43; 54 - 56; 58; 59; 73; 160 - 162; 176 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,5	1,6	2,8	1,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	2,7	5,0	3,2
60 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	0,7	1,2	1,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	0,8	1,4	1,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,3	2,3	1,7
61; 118 - 120 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,0	1,8	1,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,2	1,4	2,4	1,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,5	2,7
86 - 98; 168 - 172 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	0,7	1,2	1,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	0,7	1,3	1,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	1,8	1,5
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,2	1,6	3,1	2,3
175 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,1	2,1	1,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,6	2,7	2,3
182 - 186 (ТТ 0,2S; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,6	1,1	1,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	0,6	1,1	1,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	1,4	1,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	0,9	1,7	1,4
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,1	2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
187 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,7	2,1
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,6	3,0
188 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,6	1,1	2,3	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,6	1,1	2,3	1,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,3	1,4	2,7	2,1
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,6	3,0

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я

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 счетчиков электрической энергии от $+5$ до $+40$ °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	188
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до $+40$ от $+5$ до $+40$ 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, 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 24 100000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 45 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 УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД 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;

- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени:
 - в счетчиках (функция автоматизирована);
 - в УСПД (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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	CTDI-300/4000-1/5	9
Трансформатор тока	IMB 72-800	15
Трансформатор тока	ТГФ110	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	9
Трансформатор тока	ТШЛ 20	6
Трансформатор тока	TG 145-420	15
Трансформатор тока	ТОГ-110	6
Трансформатор тока	ТПЛ	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ	25
Трансформатор тока	ТПОФ	57
Трансформатор тока	ТПЛ 20	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	35
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ10	31
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ	5
Трансформатор тока	ТВК-10	9
Трансформатор тока	ТВЛ-10	1
Трансформатор тока	ТВДМ-35-1-600/5	2
Трансформатор тока	ТШВ-15	12

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-110/50	27
Трансформатор тока	ТВ-110/20	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	39
Трансформатор тока	ТЛШ-10	15
Трансформатор тока	TG145-420	15
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	2
Трансформатор тока	ТЛК10	8
Трансформатор тока	ТФН-110	2
Трансформатор тока	ТФНД-110М	5
Трансформатор тока	ТПОЛ-35	16
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТВ	9
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	9
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	14
Трансформатор тока	ТШП	12
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-58 У1(Т1)	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	15
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	18
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения	НОМ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	19
Трансформатор напряжения	НОМ-6	14
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформатор напряжения	НОМ-35	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	179
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03МК	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02	5
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	20
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	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) ООО «БГК», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.314933 от 07.10.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»
(ООО «БГК»)

ИНН 0277077282

Юридический адрес: 450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, д. 3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»
(ООО «БГК»)

ИНН 0277077282

Адрес: 450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, д. 3

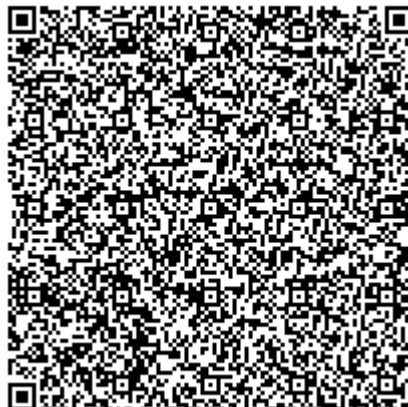
Испытательный центр

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 в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95227-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна HENDRICKS GOCH

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна HENDRICKS GOCH (далее – полуприцепа-цистерны) являются транспортной мерой полной вместимости, предназначенные для измерений объема, транспортировки и кратковременного хранения жидких нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Полуприцеп-цистерна представляет собой сварной корпус из листового проката цилиндрической формы, торцы которого закрыты днищами, смонтированный на раме транспортной тележки. Для придания жесткости и гашения гидравлических ударов во время движения, внутри полуприцепа-цистерны установлены волнорезы.

В верхней части полуприцепа-цистерны приварена цилиндрическая горловина. Отверстие горловины закрыто крышкой, которая крепится с помощью шпилек и гаек.

На крышке горловины имеется наливное отверстие, герметично закрываемое бигельной откидной крышкой.

На горловине также смонтирован дыхательный клапан, патрубки отвода паров нефтепродуктов с огнепреградителями.

Принцип действия полуприцепа-цистерны основан на измерении объема нефтепродукта, залитого до указателя уровня налива, установленного внутри горловины полуприцепа-цистерны.

Указатель уровня налива представляет собой угольник, приваренный к горловине полуприцепа-цистерны.

Метод крепления указателя уровня налива не позволяет влиять на него для изменения результатов измерений.

Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из латинских букв и арабских цифр, нанесен типографским способом в паспорт полуприцепа-цистерны и методом ударного тиснения на раму транспортной тележки.

К полуприцепу-цистерне данного типа относится полуприцеп-цистерна HENDRICKS GOCH с заводским номером W09G11334XGH46264.

Общий вид полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH с заводским номером W09G11334XGH46264 и указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Пломбирование полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на полуприцеп-цистерну HENDRICKS GOCH с заводским номером W09G11334XGH46264 не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH с заводским номером W09G11334XGH46264 с указанием места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость полуприцепа-цистерны, дм ³	29500
Пределы допускаемой относительной погрешности, как транспортной меры полной вместимости, %	±0,50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от -50 до +40 от 84,0 до 106,7 до 80

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	87600

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 – Комплектность полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна HENDRICKS GOCH	-	1 шт.
Рукав напорно-всасывающий Ду75 мм, длина 4 м	—	2 шт.
Противооткатный упор	—	2 шт.
Огнетушитель	—	2 шт.
Ящик для песка	—	1 шт.
Ящик для кошмы	—	1 шт.
Паспорт полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH	—	1 экземпляр

Сведения о методиках (методах) измерений

метод измерения приведен в разделе 2 «Общие сведения об изделии» паспорта полуприцепа-цистерны HENDRICKS GOCH.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам 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

Фирма «HENDRICKS GOCH», Германия
Юридический адрес: Hendricks Fahrzeugwerke GmbH Siemensstraße 74 Germany 47574 Goch
Тел.: +49 - (0) 28 23 / 50 25 - 0
E-Mail: info@hendricks-goch.de

Изготовитель

Фирма «HENDRICKS GOCH», Германия
Адрес: Hendricks Fahrzeugwerke GmbH Siemensstraße 74 Germany 47574 Goch
Тел.: +49 - (0) 28 23 / 50 25 - 0
E-Mail: info@hendricks-goch.de

Испытательный центр

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

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

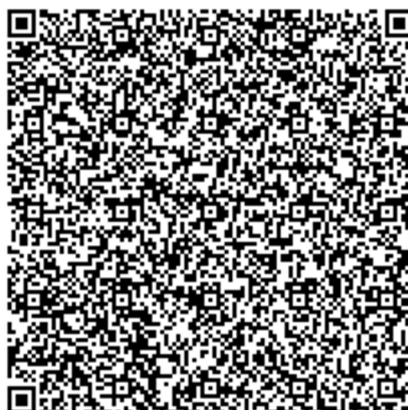
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

E-mail: office@vniir.org

Web-сайт: <https://vniir.org/>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95228-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная контроля параметров двигателя и стендовых систем

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная контроля параметров двигателя и стендовых систем (далее по тексту – Система, АИИС) предназначена для измерений, преобразования и регистрации параметров: температура жидкостей и газов; электрических величин, соответствующих температуре жидкостей и газов; давление газов и жидкостей; напряжение постоянного тока, соответствующего давлению; частота сигнала напряжения переменного тока, соответствующая частоте вращения; частота переменного тока; относительная влажность воздуха; массовый и объемный расход жидкостей и газов; напряжение и сила постоянного и переменного тока; виброскорость и виброускорение; крутящий момент при проведении стендовых испытаний, выполняемых в соответствии с программой проведения испытаний опытных и серийных турбовинтовых двигателей в классе мощности от 588 до 735,5 кВт (от 800 до 1000 л.с.).

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС основан на преобразовании, нормализации и передаче параметров электрических сигналов с выходов первичных измерительных преобразователей (ПИП) в измерительные модули комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236 и в комплекс измерений температур МИС-140 с дальнейшим преобразованием параметров электрических сигналов и электрических цепей в цифровую форму и регистрацией средствами вычислительной техники.

Конструктивно АИИС состоит из: комплекса измерений температур МИС-140 (БЛИЖ.422212.140.003); комплекта кабелей (МРКД.2758.0388.000), (МРКД.2758.0388.001), (МРКД.2758.0388.002); стativa датчиков давления (МРКД.2758.0363.100); усилителя заряда программируемого МЕ-918 (БЛИЖ.421726.918.005); шкафа кроссового (МРКД.2758.0362.100), стойки приборной (МРКД.2758.0361.100).

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

- ИК температуры жидкостей и газов;
- ИК электрических величин, соответствующих температуре жидкостей и газов;
- ИК давления газов и жидкостей;
- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего давлению;
- ИК частоты электрических сигналов;
- ИК относительной влажности воздуха;
- ИК массового и объемного расхода жидкостей и газов;
- ИК напряжения постоянного и переменного тока;
- ИК силы постоянного и переменного тока;

- ИК виброскорости и виброускорения;
- ИК крутящего момента.

ИК крутящего момента силы

Принцип действия ИК крутящего момента силы основан на формировании измерителем крутящего момента силы М (мод. М40, рег. № 86482-22) электрического сигнала, пропорционального моменту крутящему силы, с последующим преобразованием этого сигнала блоком Т42 в цифровую форму в виде цифровых кодов RS-485 с дальнейшей передачей сигнала через преобразователь интерфейсов МОХА 5650-16 на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК температуры жидкостей и газов

Выходные сигналы ПИП (ТП-9201, рег. № 48114-11) в виде сопротивления постоянному току поступают ко входам модулей MR-227R3 и MR-227R5 комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК температуры воздуха в боксе реализован с использованием измерителя влажности и температуры ИВТМ-7 (рег. № 71394-18), сигнал с которого через преобразователь цифровых интерфейсов и сетевой коммутатор поступает на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК электрических величин, соответствующих температуре жидкостей и газов

Принцип действия ИК напряжения постоянного тока, соответствующего температуре, реализованы с использованием комплекса измерения температур МИС-140, настроенного на режим измерений напряжений милливольтового диапазона (путём отключения градуировочных характеристик) цифровой код с которого через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК сопротивления постоянному току, соответствующего температуре, реализованы с использованием модуля MR-227R3 комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236, цифровой код с которого через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК давления газов и жидкостей

Выходные сигналы ПИП (АИР-10, рег. № 31654-19) в виде силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА поступают ко входам модулей MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК атмосферного давления реализован с помощью барометра рабочего сетевого БРС-1М (рег. № 16006-97), сигнал с которого через преобразователь цифровых интерфейсов и сетевой коммутатор поступает на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК напряжения постоянного тока, соответствующего давлению

ИК реализованы с использованием модуля MR-114 комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236, цифровой код с которого через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК частоты электрических сигналов

Принцип действия ИК основан на передаче сигнала от ПИП через кабели и нормализаторы МЕ-402 на модуль измерения частоты MR-452 комплекса измерительного магистрально-модульного МИС-236, и далее, в виде цифрового кода, через локальную сеть и сетевой коммутатор на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК относительной влажности воздуха в боксе

ИК реализован с использованием измерителя влажности и температуры ИВТМ-7 (рег. № 71394-18), сигнал с которого через преобразователь цифровых интерфейсов и сетевой коммутатор поступает на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК массового расхода жидкости

Принцип действия ИК массового расхода жидкости основан на использовании в ПИП сил Кориолиса, действующих на поток среды, двигающейся по петле трубопровода, которая колеблется с постоянной частотой. Силы Кориолиса вызывают поперечные колебания противоположных сторон петли и, как следствие, фазовые смещения их частотных характеристик, пропорциональных массовому расходу. Выходной сигнал с ПИП счетчика-расходомера массового МИР (рег. № 68584-17) поступает в виде цифровых кодов RS-485 через преобразователь интерфейсов МОХА 5650-16 на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК объемного расхода (прокачки) жидкости

Принцип действия ИК объёмного расхода (прокачки) гидравлической жидкости в линии нагнетания основан на функциональной зависимости частоты переменного тока на выходе преобразователя расхода турбинного (ТПР-8, рег. № 8326-04) от частоты вращения его гидрометрической турбинки, которая в свою очередь зависит от объёмного расхода жидкости, протекающей через рабочее сечение преобразователя. Сигнал частоты переменного тока с ПИП через нормализатор сигналов МЕ-402 поступает на модуль измерения частоты MR-452 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, и далее, в виде цифрового кода, через локальную сеть и сетевой коммутатор на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК объемного расхода масла с использованием расходомера-счетчика жидкости «РВШ-ТА» (рег. № 78390-20) может быть реализован двумя способами:

- выходной сигнал с ПИП в виде силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА поступает ко входу модуля MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения;
- выходной сигнал с ПИП через преобразователь цифровых интерфейсов и сетевой коммутатор поступает на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК массового расхода воздуха

Измерение массового расхода воздуха основано на функциональной зависимости между расходом воздуха, проходящим через счётчик-расходомер КТМ Дельтапаскаль (рег. № 84221-21), принцип работы которого основан на измерении температуры и перепада давления воздуха во внутренних полостях расходомера и пересчета их по известным градуировочным характеристикам в значения массового расхода воздуха, и выходным сигналом счетчика-расходомера в виде цифровых кодов RS-485 с дальнейшей передачей сигнала через преобразователь интерфейсов МОХА 5650-16 на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК напряжения постоянного и переменного тока

ИК напряжения постоянного тока реализованы с использованием модулей MR-227U2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, цифровой код с которого через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК напряжения переменного тока реализованы с использованием преобразователей напряжения измерительных ПИН (рег. № 75210-19), сигналы с которых в виде силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА поступают ко входам модулей MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК силы тока

ИК силы постоянного тока реализованы следующим образом: выходные сигналы ПИП (75.ШИСВ, рег. № 78710-20) в виде напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 75 мВ поступают ко входам модуля MR-227K1 комплекса измерительного магистрально-модульного

МІС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК силы переменного тока реализованы следующим образом: выходные сигналы ПИП (преобразователи силы тока измерительные ПИТ, рег. № 74910-19) в виде силы постоянного тока в диапазоне от 0 до 20 мА поступают ко входам модуля MR-114C2 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

ИК виброскорости и виброускорения

Выходные сигналы ПИП (АВС 127, рег. № 24038-02; АР1048, рег. № 63426-16) в виде электрического заряда поступают на усилитель заряда ME-918, с которого передаются на модуль MR-202 комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-236, где преобразуются в цифровой код, который через локальную сеть и сетевой коммутатор передаётся на станцию сбора данных для регистрации и отображения.

Общий вид составных частей АИИС представлен на рисунках 1–7.

Заводской номер (№ 001) наносится в форме информационных табличек на шкаф кроссовый и стойку приборную (рисунки 6 и 7) и в виде цифрового обозначения указан в формуляре МБДА.2758.0300.000 ФО.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Защита от несанкционированного доступа к компонентам АИИС обеспечивается:

- ограничением доступа к месту установки системы;
- запиранием стойки приборной (рисунок 1, 5);
- запиранием шкафа кроссового (рисунок 2).

Место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 1 – Стойка приборная. Вид внешний

Рисунок 2 – Шкаф кроссовый. Вид спереди



Рисунок 3 – Шкаф кроссовый. Вид сзади



Рисунок 4 – АРМ. Вид внешний



Рисунок 5 – Запирающий механизм стойки приборной



Рисунок 6 – Заводская маркировка стойки



Рисунок 7 – Заводская маркировка шкафа кроссового

Программное обеспечение

Включает общее и функциональное программное обеспечение (ПО).

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

Функциональным программным обеспечением является «Специализированное программное обеспечение моторного стенда».

Метрологически значимой частью ПО «Специализированное программное обеспечение моторного стенда» является метрологический модуль scales.dll (таблица 1).

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

Таблица 1– Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Специализированное программное обеспечение моторного стенда»
Метрологически значимая часть ПО	scales.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	F3D0E352
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32 по IEEE 1059-1993

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИИС приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики АИИС

Измеряемые параметры (обозначение в системе)	Измеряемые величины	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности	Кол-во каналов
1	2	3	4	5
ИК крутящего момента на выводном валу двигателя				
Крутящий момент на выводном валу двигателя (ИКМ) (Параметр – Мкр_икм)	Крутящий момент силы	от 250 до 1600 Н·м включ.	γ: ± 0,5 % от ВП (ВП = 1600 Н·м)	1
		св. 1600 до 3500 Н·м включ.	δ: ± 0,5 % от ИЗ	
ИК температуры жидкостей и газов				
Температура воздуха в боксе (Параметр – tбокс)	Температура	(от -40 до +60 °С)	Δ: ± 0,5 °С	1
Температура воздуха на входе в двигатель (Параметры – tвх_1...tвх_6)		от 233 до 333 К (от -40 до +60 °С)	δ: ± 0,3 % от ИЗ	6
Температура топлива перед расходомером (Параметр – tm1)		от -40 до +100 °С	γ: ± 1 % от ВП НЗ НЗ = 140 °С	1
Температура топлива на входе в двигатель (Параметр – tm вх)		от -40 до +100 °С	γ: ± 1 % от ВП НЗ НЗ = 140 °С	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Температура масла на выходе из двигателя (Параметр – $t_{м\ вых}$)	Температура	от -40 до +200 °С	$\gamma: \pm 1\%$ от ВП НЗ НЗ = 240 °С	1
Температура масла в маслобаке двигателя (температура масла на входе в двигатель) (Параметр – $t_{м\ мб}$)		от -40 до +110 °С	$\gamma: \pm 1\%$ от ВП НЗ НЗ = 150 °С	1
Температура гидравлической жидкости в гидробаке (Параметр – $t_{гж_гб}$)		от -40 до +85 °С	$\gamma: \pm 1\%$ от ВП НЗ НЗ = 125 °С	1
Температура консервационного масла на входе в двигатель (Параметр – $t_{мк_вх}$)		от +60 до +80 °С	$\gamma: \pm 1\%$ от ВП НЗ НЗ = 80 °С	1
ИК электрических величин, соответствующих температуре жидкостей и газов				
Напряжение постоянного тока термоэлектрического преобразователя, соответствующее температуре выходящих газов (Параметры – $t_2\ 1...t_2\ 47$)	Напряжение постоянного тока	от -2 до +32 мВ	$\gamma: \pm 0,2\%$ от ВП	47
Напряжение постоянного электрического тока, соответствующее температуре отбираемого воздуха на фланце отбора (Параметр – $t_{скв}$)		от -2,5 до +31,5 мВ	$\gamma: \pm 0,2\%$ от ВП	1
Сопротивление постоянному току, соответствующее температуре масла на входе в двигатель (Параметр – $t_{м\ вх}$)	Сопротивление постоянному току	от 42 до 72 Ом	$\gamma: \pm 0,2\%$ от ВП	1
ИК давления газов и жидкостей				
Атмосферное давление в боксе (Параметр – $P_{н}$)	Давление абсолютное	от 93,32 до 103,99 кПа (от 700 до 780 мм рт. ст.)	$\Delta: \pm 67$ Па ($\pm 0,5$ мм рт.ст.)	1
Полное давление воздуха на входе в двигатель (Параметры – $P_{полн_вх_1}...P_{полн_вх_18}$)		от 49,03 до 102,97 кПа (0,5 до 1,05 кгс/см²)	$\gamma: \pm 0,3\%$ от ВП	18
Давление воздуха за компрессором (Параметр – $P_{к}$)	Давление избыточное	от 0 до 0,932 МПа (от 0 до 9,5 кгс/см²)	$\gamma: \pm 0,3\%$ от ВП	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Давление масла в канале «Малого шага» регулятора винта (Параметр – $P_{ми}$)	Давление избыточное	от 0 до 4,9 МПа (от 0 до 50 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление топлива на входе в двигатель (Параметр – $P_{т_вх}$)		от 0 до 156,91 кПа (от 0 до 1,6 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление топлива перед форсунками I контура, перед РТ (Параметр – $P_{тф1}$)		от 0 до 2,94 МПа (от 0 до 30 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление топлива перед форсунками II контура (Параметр – $P_{тф2}$)		от 0 до 2,94 МПа (от 0 до 30 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление дозированного топлива (перед РТ) (Параметр – $P_{т_рт}$)		от 0 до 3,92 МПа (от 0 до 40 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление масла на входе в двигатель (стендовый) (Параметр – $P_{м}$)		от 0 до 0,981 МПа (от 0 до 10 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление масла на выходе (Параметр – $P_{м_вых}$)		от 0 до 490 кПа (от 0 до 5 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление наддува маслобака (Параметр – $P_{в_мб}$)		от 0 до 98 кПа (от 0 до 1 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 0,3 \% \text{ от ВП}$	1
Полное давление воздуха на фланце отбора (Параметры – $P_{скв_1} \dots P_{скв_3}$)		от 0 до 0,981 МПа (от 0 до 10 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 0,3 \% \text{ от ВП}$	3
Статическое давление воздуха на расходомерном участке СКВ (Параметр – $P_{скв_ст}$)		от 0 до 0,932 МПа (от 0 до 9,5 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 0,3 \% \text{ от ВП}$	1
Давление наддува в системе загрузки гидронасоса (давление гидравлической жидкости в гидробаке) (Параметр – $P_{гж_гб}$)		от 78,453 до 186,326 кПа (от 0,8 до 1,9 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1
Давление гидравлической жидкости в линии нагнетания (Параметр – $P_{гж}$)		от 0 до 16,181 МПа (от 0 до 165 кгс/см ²)	$\gamma: \pm 1 \% \text{ от ВП}$	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Давление консервационного масла на входе в двигатель (Параметр – Р _{мк_вх})	Давление избыточное	от 0 до 156,91 кПа (от 0 до 1,6 кгс/см²)	γ: ± 1 % от ВП	1
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего давлению				
Напряжение постоянного тока, соответствующее давлению масла на входе в двигатель (Параметр – Р _{м_вх1} , Р _{м_вх2})	Напряжение постоянного тока	от 0 до 50 мВ	γ: ± 0,2 % от ВП	2
ИК частоты электрических сигналов				
Частота сигнала напряжения переменного тока, соответствующая частоте вращения ротора ТК (Параметры – птк_1, птк_2)	Частота переменного тока	от 100 до 14600 Гц	δ: ± 0,1 % от ИЗ	2
Частота сигнала напряжения переменного тока, соответствующая частоте вращения ротора СТ (Параметр – пст)		от 50 до 6300 Гц	δ: ± 0,1 % от ИЗ	1
Частота напряжения генератора переменного тока фаз А, В, С (Параметры – F _{гт_А} , F _{гт_В} , F _{гт_С})		от 300 до 520 Гц	δ: ± 1,0 % от ИЗ	3
ИК относительной влажности				
Относительная влажность воздуха в боксе (Параметр – фбокс)	Относительная влажность	от 0 % до 99 %	γ: ± 2 % от ВП	1
ИК массового и объемного расхода жидкостей и газов				
Массовый расход топлива (Параметр – G _т)	Массовый расход	от 0 до 300 кг/ч	δ: ± 0,3 % от ИЗ	1
Объёмный расход масла (Параметр – Д _м)	Объёмный расход	от 5 до 65 л/мин	δ: ± 1 % от ИЗ	1
Объёмный расход (прокачка) гидравлической жидкости в линии нагнетания (Параметр – Q _{гж})	Объёмный расход	от 0 до 15 л/мин	γ: ± 3,0 % от ВП НЗ НЗ=15 л/мин	1
Массовый расход воздуха (Параметр – G _{в_скв})	Массовый расход	от 0,05 до 0,20 кг/с	δ: ± 1 % от ИЗ	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
ИК напряжения постоянного и переменного тока				
Напряжение постоянного тока (Параметры – $U_{бс1}$, $U_{бс2}$, $U_{сз1}$, $U_{сз2}$, $U_{стг_C}$, $U_{стг_Г}$)	Напряжение	от 0 до 30 В	γ : $\pm 1\%$ от ВП	6
Напряжение переменного тока фаз А, В, С действующее (Параметры – $U_{гт_A}$, $U_{гт_B}$, $U_{гт_C}$)		от 0 до 160 В	γ : $\pm 1\%$ от ВП	3
ИК силы постоянного и переменного тока				
Сила постоянного тока в цепи питания бортовой сети двигателя (Параметры – $I_{бс1}$, $I_{бс2}$)	Сила постоянного тока	от 0 до 17 А	γ : $\pm 2\%$ от ВП	2
Сила постоянного тока стартер-генератора в стартерном режиме (Параметр – $I_{стг_C}$)		от 0 до 1000 А	γ : $\pm 2\%$ от ВП	1
Сила постоянного тока стартер-генератора в генераторном режиме (Параметр – $I_{стг_Г}$)		от 0 до 750 А	γ : $\pm 2\%$ от ВП	1
Сила переменного тока генератора переменного тока фаз А, В, С (Параметры – $I_{гт_A}$, $I_{гт_B}$, $I_{гт_C}$)	Сила переменного тока	от 0 до 20 А	γ : $\pm 2\%$ от ВП	3
ИК виброскорости и виброускорения				
Виброскорость вдоль продольной оси двигателя в полосе частот от 40 до 1000 Гц (Амплитуда, пик) (Параметры – $V1 \dots V6$)	Виброскорость	от 0 до 100 мм/с	γ : $\pm 10\%$ от ВП	6
Виброскорость в горизонтальном направлении в полосе частот от 10 до 40 Гц (Амплитуда, пик) (Параметры – $V7$, $V8$)		от 0 до 100 мм/с	γ : $\pm 10\%$ от ВП	2
Виброускорение вдоль продольной оси двигателя в полосе частот от 100 до 3000 Гц (Амплитуда, пик) (Параметры – $A1 \dots A6$)	Виброускорение	от 0 до 120 м/с ²	γ : $\pm 10\%$ от ВП	6

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
Примечания:				
1 ВП – верхний предел измерения;				
2 ИЗ – измеряемое значение;				
3 НЗ – нормированное значение;				
γ – приведенная погрешность, %;				
δ – относительная погрешность, %;				
Δ – абсолютная погрешность в единицах измеряемой величины.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации оборудования в помещении пультовой: - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +20 до +24 75 от 84 до 107
Рабочие условия эксплуатации в помещении испытательного бокса: - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 98 от 84 до 107

Таблица 4 – Технические характеристики оборудования АИИС

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания аппаратуры АИИС:	
- напряжение переменного тока, В	230 ± 23
- частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более:	3000
Габаритные размеры составных частей средства измерений, мм, (высота×глубина×ширина), не более:	
- стойка приборная МРКД.2758.0361.100	2158×599×800 (2273×600×836)*
- шкаф кроссовый МРКД.2758.0362.100	2158×800×400 (2212×808×423)
- статив датчиков давления МРКД.2758.0363.100	800×600×250 (850×678×300)
- МИС-140-48 Комплекс измерения температур БЛИЖ.422212.140.003	400×300×100
- усилитель заряда программируемый МЕ-918-12 БЛИЖ.421726.918.005	146×65×252
Масса составных частей, кг, не более:	
- стойка приборная МРКД.2758.0361.100 (с учетом системных блоков, привода, контроллера)	260 (30)
- шкаф кроссовый МРКД.2758.0362.100	126
- статив датчиков давления МРКД.2758.0363.100 (включая Комплект датчиков давления)	41 (41,5)
- МИС-140-48 Комплекс измерения температур БЛИЖ.422212.140.003	11
- усилитель заряда программируемый МЕ-918-12 БЛИЖ.421726.918.005	5
Показатели надежности:	
Наработка на отказ, часов	5000

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Вероятность безотказной работы системы в течение сеанса измерений максимальной продолжительностью 8 часов	0,9984
Примечание * – Размеры приведены по крайним, выступающим за основные габаритные размеры оборудования частям деталей, закрепленных на них	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная контроля параметров двигателя и стендовых систем:	МБДА.2758.0300.000	
Стойка приборная	МРКД.2758.0361.100	1 шт.
Комплект кабелей	МРКД.2758.0388.001	1 шт.
Шкаф кроссовый	МРКД.2758.0362.100	1 шт.
Комплект кабелей	МРКД.2758.0388.002	1 шт.
Статив датчиков давления	МРКД.2758.0363.100	1 шт.
Комплект кабелей	МРКД.2758.0388.000	1 шт.
Комплекс измерения температур МІС-140	БЛИЖ.422212.140.003	1 шт.
Усилитель заряда программируемый МЕ-918	БЛИЖ.421726.918.005	1 шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная контроля параметров двигателя и стендовых систем. Формуляр	МБДА.2758.0300.000 ФО	1 экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная контроля параметров двигателя и стендовых систем. Руководство по эксплуатации	МБДА.2758.0300.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.1.4 «Устройство и работа АИИС» руководства по эксплуатации МБДА.2758.0300.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 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 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 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 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 от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2024 г. № 2152 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА» (АО «НППЦ «МЕРА»)
ИНН 5018085734

Юридический адрес: 141073, Московская обл., г. Королев, ул. Горького, д. 12, помещ. VIII, ком. 3

Телефон: (495)926-07-50

Факс: (495) 745-98-93

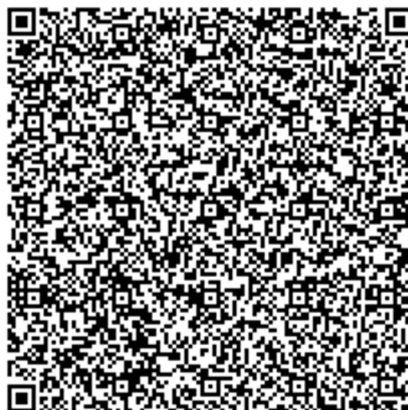
E-mail: common@nppmera.ru, info@nppmera.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА» (АО «НППЦ «МЕРА»)
ИНН 5018085734
Юридический адрес: 141073, Московская обл., г. Королев, ул. Горького, д. 12, помещ. VIII, ком. 3
Адрес места осуществления деятельности: 141002, Московская обл., Мытищинский р-н, г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2, к. 13
Телефон: (495)926-07-50
Факс: (495) 745-98-93
E-mail: common@nppmera.ru, info@nppmera.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, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 2
Телефон: (499) 763-61-67
Факс: (499) 763-61-10
E-mail: info@ciam.ru
Web-сайт www.ciam.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30093-11.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95229-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сигнализаторы загазованности ПАКЗ-1

Назначение средства измерений

Сигнализаторы загазованности ПАКЗ-1 (далее – сигнализаторы) предназначены для непрерывного автоматического контроля содержания углеводородного газа (природного газа по ГОСТ 5542-2014 или метана) в атмосфере помещений потребителей газа.

Описание средства измерений

Сигнализаторы представляют собой одноканальные стационарные приборы непрерывного действия с диффузионной подачей контролируемой среды.

Принцип действия сигнализаторов основан на преобразовании концентрации газа в напряжение. Получившееся напряжение сравнивается с пороговым значением и формируются свето-звуковые и управляющие сигналы.

Конструктивно сигнализаторы выполнены в пластмассовом корпусе. На лицевой панели расположены кнопка «Проверка» и световые индикаторы «Газ», «Питание», «Неисправность». В нижней части корпуса расположен отсек с разъемом для присоединения внешнего индикаторного блока (ВИБ-1) и винтовым клеммником для присоединения кабеля запорного клапана. На задней стороне расположено отверстие для доступа к кнопке «Калибровка», закрытое наклейкой.

Сигнализатор имеет встроенный звуковой излучатель, сигнализирующий о превышении предельного значения концентрации газа, содержащегося в воздухе контролируемого помещения, или о возникшей неисправности сигнализатора.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку фотохимическим способом в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.

Общий вид сигнализаторов с указанием мест пломбирования от несанкционированных действий, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Пломбирование сигнализаторов предусмотрено после выхода из производства и после поверки.

Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – нанесение знака поверки в виде наклейки (пломбы с изображением знака поверки) на задней панели сигнализаторов в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид сигнализаторов загазованности ПАК3-1 с указанием мест пломбирования от несанкционированных действий, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Сигнализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для выполнения алгоритмов непрерывного автоматического измерения содержания определяемых компонентов в воздухе и выдачи сигнализации о превышении установленного порогового значения. Встроенное ПО управляет выполнением следующих основных функций:

- обработкой информации, полученной от первичного измерительного преобразователя;
- диагностикой аппаратной части сигнализатора;
- сравнением измеренных значений содержания определяемого компонента с установленными пороговыми значениями и выдачей световых и звуковых сигналов о достижении этих уровней;
- проведением настройки пороговых значений сигнализатора;
- формированием цифрового выходного сигнала;
- формированием управляющего сигнала для электромагнитного клапана.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПАК3-1
Идентификационное наименование ПО	prg_sign_me_4.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	-
Примечание – Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице	

Метрологические характеристики сигнализаторов нормированы с учетом влияния ПО. Сигнализаторы имеют защиту встроенного ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Порог срабатывания сигнализации, % НКПР*	10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности срабатывания сигнализации, % НКПР*	± 5
* НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени, значение НКПР указано в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время срабатывания сигнализации, с, не более	15
Напряжение питания переменного тока частотой (50 ± 1) Гц, В	от 198 до 242
Потребляемая мощность, Вт, не более	2,5
Сигнал управления клапаном: амплитуда сигнала, В	$+12,0 \pm 2,0$
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от 0 до +40 от 84 до 106,7 80
Габаритные размеры (длина×высота×глубина), мм, не более - сигнализатора - клапана	90×60×32 65×110×50
Масса, кг, не более - сигнализатора - клапана кг, не более	0,1 0,25
Максимальная длина кабеля связи, м, не более	50
Длина кабеля клапана, м, не менее	3

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ (с учётом замены датчиков концентрации газа, выработавших свой ресурс), ч	30000
Среднее время восстановления работоспособного состояния, ч, не более	4
Средний срок службы (с учётом замены датчиков концентрации газа, выработавших свой ресурс), лет	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку и титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сигнализатор загазованности	ПАКЗ-1	1 шт.
Клапан*	КЗЭУГ-А-15М/КЗЭУГ-Б	1 шт.
Внешний индикаторный блок **	ВИБ-1	1 шт.
Кабель блока **	ВИБ-1	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РМВП.421451.001 РЭ	1 экз.
* По требованию заказчика прибор может поставляться без клапана; ** По заказу, длина кабеля (до 50 м) указывается при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Работа сигнализатора» и разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации РМВП.421451.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ 27540-87 Сигнализаторы горючих газов и паров термохимические. Общие технические условия;

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

РМВП.421.451.001 ТУ «Сигнализатор загазованности ПАКЗ-1. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7329002903

Адрес юридического лица: 433504, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Молодежная, д. 12А

Телефон: 8 (84235) 6-34-49, 8-9061450752

E-mail: sotis-dim@yandex.ru

Изготовитель

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

ИНН 7329002903

Адрес юридического лица: 433504, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Молодежная, д. 12А

Адрес места осуществления деятельности: 433504, Ульяновская обл., г. Димитровград, ул. Молодежная, д. 12А

Телефон: 8 (84235) 6-34-49, 8-9061450752

E-mail: sotis-dim@yandex.ru

Испытательный центр

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

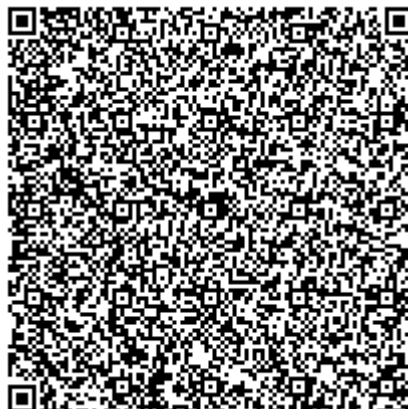
Адрес юридического лица: 432002, Ульяновская обл., г. Ульяновск, ул. Урицкого, д. 13

Тел./факс: (89372)753737 / (8422) 43-52-35

E-mail: csm@ulcsm.ru

Web-сайт: www.ulcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311693.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95230-25

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные HardGas

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные HardGas (далее – газоанализаторы) предназначены для измерения дозврывоопасных концентраций горючих газов, объемной доли кислорода, водорода, диоксида углерода и массовой концентрации вредных газов в воздухе рабочей зоны и подачи предупредительной сигнализации о достижении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

К настоящему типу средства измерений относятся газоанализаторы следующих модификаций: HardGas FX-01, HardGas FX-02, HardGas FX-03, которые отличаются наличием дисплея и материалом корпуса прибора.

В модификациях HardGas FX-01, HardGas FX-02, HardGas FX-03 могут быть установлены электрохимический сенсор (ЭХД), термокаталитический сенсор (ТКД), оптический инфракрасный сенсор (ИКД), фотоионизационный сенсор (ФИД).

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термокаталитические (ТКД), основанные на определении теплового эффекта реакции определяемого газа с другими веществами, протекающей при участии катализатора;
- электрохимические (ЭХД), основанные на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;
- оптические инфракрасные (ИКД), основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- фотоионизационные (ФИД), основанные на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии и измерении возникающего при этом тока между измерительными пластинами. В качестве источников ионизации используются криптоновая ультрафиолетовая или аргоновая лампа.

Газоанализаторы представляют собой стационарные автоматические одноканальные приборы непрерывного действия, выполняющие следующие функции:

- непрерывное измерение и цифровая индикация концентрации контролируемого газа;
- сигнализация с помощью светодиодов и/или дисплея при достижении содержания определяемого компонента порогов срабатывания «ПОРОГ 1», «ПОРОГ 2»;
- выдача унифицированного токового сигнала от 4 до 20 мА;
- выдача цифровых сигналов по протоколу RS-485 (с протоколом MODBUS RTU);
- выдача цифровых сигналов по протоколу HART;

- пользовательская настройка порогов срабатывания сигнализации «Порог 1» и «Порог 2»;
- замыкание и размыкание контактов реле при достижении порогов срабатывания сигнализации;
- дистанционное управление настройками газоанализатора с помощью пульта дистанционного управления (ДУ), который поставляется по отдельному заказу.

Пульт ДУ представляет собой устройство с кнопками управления, внутри корпуса которого находится электронная схема, содержащая источник питания и печатную плату, включающую в себя микроконтроллер и инфракрасный передатчик.

Способ отбора пробы – диффузионный. Допускается использование принудительного пробоотбора при подключении к сенсорному блоку газоанализатора внешнего побудителя расхода газовой пробы.

Конструктивно газоанализаторы выполнены в металлическом корпусе из алюминиевого сплава (мод. HardGas FX-01, мод. HardGas FX-02) - и в корпусе из нержавеющей стали (мод. HardGas FX-03) с крышкой и смотровым окном. Газоанализаторы мод. HardGas FX-02, мод. HardGas FX-03 имеют дисплей для снятия показания.

Корпус газоанализатора имеет три резьбовых ввода. Два ввода кабелей/кабелепроводов, расположенные по обеим сторонам верхней части корпуса газоанализатора, предназначены для подключения источника питания, сигнального выхода, исполнительных устройств к релейным выходам.

В нижней части корпуса газоанализатора располагается сенсорный модуль, выполненный в корпусе из нержавеющей стали.

Смотровое окно на крышке газоанализатора выполнено из стекла. Окно позволяет визуально наблюдать за состоянием прибора с помощью светодиодов состояния и/или ЖК-дисплея.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на идентификационную табличку (рисунок 2), наклеенную на верхнюю сторону газоанализаторов.



а) модификация HardGas FX-01



б) модификация HardGas FX-02



в) модификация HardGas FX-03

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов стационарных HardGas

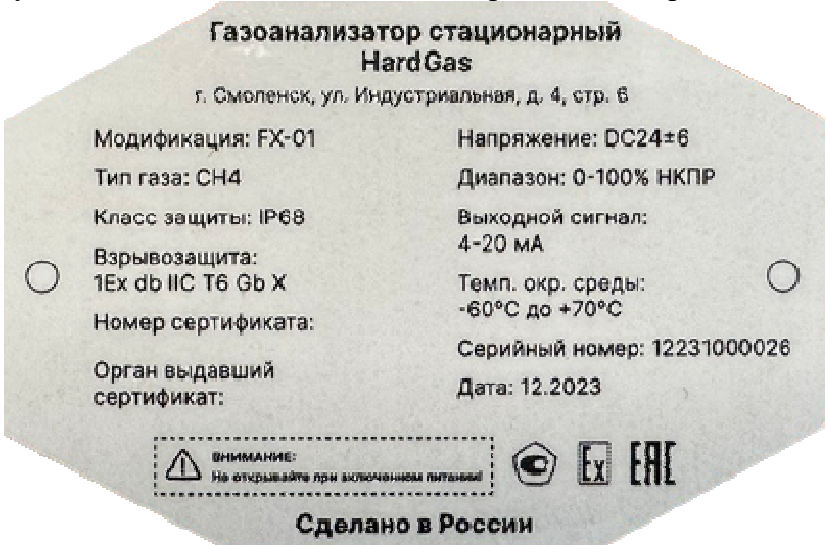


Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) газоанализаторов состоит из автономного встроенного ПО (ПО газоанализатора) и пользовательского ПО (ПО пользователя), устанавливаемого на ПК.

Метрологически значимым является автономное встроенное ПО газоанализаторов.

Идентификационные данные ПО газоанализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V1.0

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов и устанавливается в энергонезависимую память газоанализаторов изготовителем и не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс пользователем.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 7, показатели надежности – в таблице 8.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с термokatалитическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
Метан CH ₄	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	25
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ (по метану)	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	25
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ (по пропану)	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Этилен C ₂ H ₄	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Пропан C ₃ H ₈	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
н-бутан C ₄ H ₁₀	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
н-пентан C ₅ H ₁₂	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % (±5 % НКПР)	25
н-гексан C ₆ H ₁₄	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
н-гептан C ₇ H ₁₆	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,0425 % (±5 % НКПР)	25

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
н-октан C ₈ H ₁₈	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
1-бутен C ₄ H ₈	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)	25
Метилацетат C ₃ H ₆ O ₂	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)	25
2-метокси-2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
1-бутанол C ₄ H ₉ OH	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
Циклопентан C ₅ H ₁₀	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
Циклогексан C ₆ H ₁₂	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
Нонан C ₉ H ₂₀	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
Декан C ₁₀ H ₂₂	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)	25
Этан C ₂ H ₆	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Пары нефтепродуктов (по пропану)	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Метанол CH ₃ OH	от 0 до 2,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,28 % (±5 % НКПР)	25
Бензол C ₆ H ₆	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	25
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	25
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	25
Водород H ₂	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)	25
2-метилпропен (изобутилен) i-C ₄ H ₈	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	25
2-метил-1,3-бутадиен (изопрен) C ₅ H ₈	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Ацетилен C ₂ H ₂	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25

Определяемый компонент	Диапазон измерений объёмной доли, % (% НКПР) ¹⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ²⁾ абсолютной погрешности	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	25
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	25
Этилбензол C ₈ H ₁₀	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,024 % (±3 % НКПР)	25
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	25
Этиленоксид C ₂ H ₄ O	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	25
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	25
Циклопропан C ₃ H ₆	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	25
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	25
Диэтиловый эфир C ₄ H ₁₀ O	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	25
Этанол C ₂ H ₅ OH	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,155 % (±5 % НКПР)	25
Бензин ³⁾	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Дизельное топливо ⁴⁾	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Бензин авиационный ⁵⁾	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Уайт-спирит ⁶⁾	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	25
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	25
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,055 % (±5 % НКПР)	25
Фенол (C ₆ H ₆ O)	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,065 % (±5 % НКПР)	25
Примечания: ¹⁾ Диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР. Значения НКПР согласно ГОСТ 31610.20-1-2020. ²⁾ Основная погрешность нормирована при условиях: – температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. ³⁾ Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002. ⁴⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005. ⁵⁾ Бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013. ⁶⁾ Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим

сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Кислород (O ₂)	от 0 до 30 %	от 0 до 30 %	±5	-	20
	от 0 до 25 %	от 0 до 25 %	±5	-	20
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 14,2 мг/м ³ включ.)	±10	-	20
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 142 мг/м ³)	-	±10	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 708 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±10	-	20
		св. 50 до 500 млн ⁻¹ (св. 71 до 708 мг/м ³)	-	±10	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1420 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 142 мг/м ³ включ.)	±15	-	20
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 142 до 1420 мг/м ³)	-	±15	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 582 мг/м ³)	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 18 мг/м ³ включ.)	±20	-	20
		св. 15 до 500 млн ⁻¹ (св. 18 до 582 мг/м ³)	-	±20	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1164 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 35 мг/м ³ включ.)	±20	-	20
		св. 30 до 1000 млн ⁻¹ (св. 35 до 1164 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2329 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 58 мг/м ³ включ.)	±15	-	20
		св. 50 до 1000 млн ⁻¹ включ. (св. 58 до 1164 мг/м ³ включ.)	-	±15	
		св. 1000 до 2000 млн ⁻¹ (св. 1164 до 2329 мг/м ³)	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 7 до 71 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 708 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 71 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 708 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 13 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 13 до 53 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 27 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 27 до 133 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26,6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20	
Водород (H ₂)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 84 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8 мг/м ³ включ.)	±15	-	60
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 8 до 84 мг/м ³)	-	±15	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 168 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 16,8 мг/м ³ включ.)	±15	-	60
		св. 200 до 2000 млн ⁻¹ (св. 16,8 до 168 мг/м ³)	-	±15	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Оксид азота (NO)	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 312 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 62 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 50 до 250 млн ⁻¹ (св. 62 до 312 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 9,6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,6 до 38 мг/м ³)	-	±20	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 150 млн ⁻¹ (от 0 до 287 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 38 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 20 до 150 млн ⁻¹ (св. 38 до 287 мг/м ³)	-	±20	
Хлористый водород (HCl)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 30 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5 мг/м ³ включ.)	±20	-	70
		св. 3 до 20 млн ⁻¹ (св. 5 до 30 мг/м ³)	-	±25	
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 23 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6 мг/м ³ включ.)	±20	-	60
		св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 6 до 23 мг/м ³)	-	±20	
Фтористый водород (HF)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8 мг/м ³)	±20	-	90
	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 17 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8 мг/м ³ включ.)	±20	-	90
		св. 10 до 20 млн ⁻¹ (св. 8 до 17 мг/м ³)	-	±20	
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 27 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 27 до 133 мг/м ³)	-	±20	
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 7 мг/м ³ включ.)	±25	-	120
		св. 5 до 10 млн ⁻¹ (св. 7 до 14 мг/м ³)	-	±25	

Определяемый компонент	Диапазон показаний объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Диапазон измерений объёмной доли или массовой концентрации определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28 мг/м ³)	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 5,6 мг/м ³ включ.)	±25	-	120
		св. 4 до 20 млн ⁻¹ (св. 5,6 до 28 мг/м ³)	-	±25	
Фосген (COCl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 82 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,2 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 8,2 до 82 мг/м ³)	-	±30	
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 60 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 6 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 6 до 60 мг/м ³)	-	±20	
	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 298 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 30 мг/м ³ включ.)	±20	-	120
		св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 30 до 298 мг/м ³)	-	±20	
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 78 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 26 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 10 до 30 млн ⁻¹ (св. 26 до 78 мг/м ³)	-	±30	
Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 13 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 3 мг/м ³ включ.)	±30	-	120
		св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 3 до 13 мг/м ³)	-	±30	

Примечания:

¹⁾ Основная погрешность нормирована при условиях:

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °C;
- атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа;
- относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %.

²⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений.

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим инфракрасным сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений дозврывоопасной концентрации определяемого компонента, % НКПР ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с
			абсолютной, % НКПР ²⁾ , объемная доля, %	относительной, %	
Сумма углеводородов C ₁ -C ₁₀ (по метану)	от 0 до 50 включ.	-	±5 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±10 %	
	-	от 0 до 2,2 включ.	±0,22 %	-	25
	-	св. 2,2 до 4,4	-	±10 %	
Метан (CH ₄)	-	от 0 до 100	±5 %	-	25
Метан (CH ₄)	от 0 до 50 включ.	-	±3 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 2,2 включ.	±0,22 %	-	
	-	св. 2,2 до 4,4	-	±5 %	
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 50 включ.	-	±5 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
Этан (C ₂ H ₆)	-	от 0 до 1,2 включ.	±0,12 %	-	
	-	св. 1,2 до 2,4	-	±5 %	
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 50 включ.	-	±3 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 0,85 включ.	±0,085 %	-	
	-	св. 0,85 до 1,7	-	±5 %	
н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 50 включ.	-	±3 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 0,70 включ.	±0,04 %	-	
	-	св. 0,70 до 1,4	-	±5 %	
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 1,3	±0,13 %	-	
н-Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 50 включ.	-	±3 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 0,7 включ.	±0,04 %	-	
	-	св. 0,7 до 1,4	-	±5 %	
н-Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 1,0	±0,05 %	-	
н-Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 1,1	±0,05 %	-	
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 50	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 0,8	±0,04 %	-	
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 2,3	±0,12 %	-	

Определяемый компонент	Диапазон измерений дозврывоопасной концентрации определяемого компонента, % НКПР ¹⁾	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			абсолютной, % НКПР ²⁾ , объемная доля, %	относительной, %	
Метанол (СН ₃ ОН)	от 0 до 50	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 2,75	±0,28 %	-	
Ацетон (СН ₃ СОСН ₃)	от 0 до 50	-	±5 % НКПР	-	25
	-	от 0 до 1,25	±0,125 %	-	
Пропилен (С ₃ Н ₆)	от 0 до 50 включ.	-	±5 % НКПР	-	25
	св. 50 до 100	-	-	±10 %	
	-	от 0 до 1,0 включ.	±0,1 %	-	
	-	св. 1,0 до 2,0	-	±10 %	
Сумма углеводородов С ₁ -С ₁₀ (по пропану)	от 0 до 50 включ.	-	±5 % НКПР	-	20
	св. 50 до 100	-	-	±5 %	
	-	от 0 до 0,85 включ.	±0,085 %	-	20
	-	св. 0,85 до 1,7	-	±5 %	
Диоксид углерода (СО ₂)	-	от 0 до 0,5 включ.	±0,125 %	-	60
		св. 0,5 до 5,0	-	±20 %	60
	-	от 0 до 0,5 включ.	±0,125 %	-	60
		св. 0,5 до 10	-	±20 %	60
Примечания:					
1) Основная погрешность нормирована при условиях:					
- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С;					
- атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа;					
- относительная влажность окружающей среды: от 30 до 80 %.					
2) Значения НКПР согласно ГОСТ 31610.20-1-2020.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Сумма углеводородов С ₃ -С ₁₀ (по изобутилену)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Сумма углеводородов С ₃ –С ₁₀ (по гексану)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Углеводороды нефти (C _x H _y) (по изобутилену)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары бензина ³⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары керосина ⁴⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Пары дизельного топлива ⁵⁾	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	25
		св. 300 до 4000	-	±15	
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 1500	от 0 до 375 включ.	±20	-	25
		св. 375 до 1500	-	±20	
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 650	от 0 до 165 включ.	±20	-	25
		св. 165 до 650	-	±20	
	от 0 до 100	от 0 до 25 включ.	±20	-	25
		св. 25 до 100	-	±20	
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 1800	от 0 до 450 включ.	±20	-	25
		св. 450 до 1800	-	±20	
Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 900	от 0 до 225 включ.	±20	-	25
		св. 225 до 900	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 900	от 0 до 225 включ.	±20	-	25
		св. 225 до 900	-	±20	
Ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	от 0 до 880	от 0 до 220 включ.	±20	-	25
		св. 220 до 880	-	±20	
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 400	от 0 до 100 включ.	±20	-	25
		св. 100 до 400	-	±20	
Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±20	-	25
		св. 250 до 1000	-	±20	
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 900	от 0 до 225 включ.	±20	-	25
		св. 225 до 900	-	±20	
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 200	от 0 до 50 включ.	±20	-	25
		св. 50 до 200	-	±20	
Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	от 0 до 380	от 0 до 95 включ.	±20	-	25
		св. 95 до 380	-	±20	
Фенол (C ₆ H ₆ O)	от 0 до 580	от 0 до 145 включ.	±20	-	25
		св. 145 до 580	-	±20	
	от 0 до 20	от 0 до 5 включ.	±20	-	25
		св. 5 до 20	-	±20	
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 680	от 0 до 170 включ.	±20	-	25
		св. 170 до 680	-	±20	
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 2000	от 0 до 500 включ.	±20	-	25
		св. 500 до 2000	-	±20	
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 230	от 0 до 58 включ.	±20	-	25
		св. 58 до 230	-	±20	
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 50	от 0 до 13 включ.	±20	-	25
		св. 13 до 50	-	±20	
Уксусная кислота (C ₂ H ₄ O ₂)	от 0 до 500	от 0 до 125 включ.	±20	-	25
		св. 125 до 500	-	±20	
	от 0 до 50	от 0 до 12 включ.	±20	-	25
		св. 12 до 50	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Нафталин (С ₁₀ Н ₈)	от 0 до 40	от 0 до 10 включ.	±20	-	25
		св. 10 до 40	-	±20	
Трихлорэтилен (С ₂ НCl ₃)	от 0 до 60	от 0 до 15 включ.	±20	-	25
		св. 15 до 60	-	±20	
Октан (С ₈ Н ₁₈)	от 0 до 1900	от 0 до 475 включ.	±20	-	25
		св. 475 до 1900	-	±20	
Этилацетат (С ₄ Н ₈ О ₂)	от 0 до 800	от 0 до 200 включ.	±20	-	25
		св. 200 до 800	-	±20	
Бутанол (С ₄ Н ₁₀ ОН)	от 0 до 60	от 0 до 20 включ.	±20	-	25
		св. 20 до 60	-	±20	
Этилбензол (С ₈ Н ₁₀)	от 0 до 500	от 0 до 125 включ.	±20	-	25
		св. 125 до 500	-	±20	
	от 0 до 4400	от 0 до 1100 включ.	±20	-	25
		св. 1100 до 4400	-	±20	
Винилхлорид (С ₂ Н ₃ Cl)	от 0 до 80	от 0 до 20 включ.	±20	-	25
		св. 20 до 80	-	±20	
	от 0 до 800	от 0 до 200 включ.	±20	-	25
		св. 200 до 800	-	±20	
Пропилацетат (С ₅ Н ₁₀ О ₂)	от 0 до 200	от 0 до 50 включ.	±20	-	25
		св. 50 до 200	-	±20	
	от 0 до 2000	от 0 до 500 включ.	±20	-	25
		св. 500 до 2000	-	±20	
Эпихлоргидрин (С ₃ Н ₅ ClO)	от 0 до 20	от 0 до 5 включ.	±20	-	25
		св. 5 до 20	-	±20	
Хлористый бензил (бензилхлорид) (С ₇ Н ₇ Cl)	от 0 до 20	от 0 до 5 включ.	±20	-	25
		св. 5 до 20	-	±20	
Фурфуриловый спирт (С ₅ Н ₆ О ₂)	от 0 до 200	от 0 до 50 включ.	±20	-	25
		св. 50 до 200	-	±20	
Этилмеркаптан (С ₂ Н ₆ S)	от 0 до 50	от 0 до 12 включ.	±20	-	25
		св. 12 до 50	-	±20	
2-аминэтанол (С ₂ Н ₇ NO)	от 0 до 20	от 0 до 5 включ.	±20	-	25
		св. 5 до 20	-	±20	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности, %		Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с
			приведенной ²⁾	относительной	
Моноэтаноламин (C ₂ H ₇ NO)	от 0 до 20	от 0 до 5 включ	±20	-	25
		св. 5 до 20	-	±20	

Примечания:

¹⁾ Основная погрешность нормирована при условиях:

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С;
- атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа;
- относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %.

²⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений.

³⁾ Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.

⁴⁾ Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.

⁵⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ Р 52368-2005.

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -60 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +70 °С на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты корпуса газоанализатора по ГОСТ 14254-2015	IP68
Напряжение питания, В	от 18 до 30
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -60 до + 70 (для газоанализаторов с термокаталитическим и оптическим инфракрасным сенсором) от -60 до + 55 (для газоанализаторов с электрохимическим и фотоионизационным сенсором)
- относительная влажность (без конденсации), %	от 5 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 130
Габаритные размеры (Д×Ш×Г), мм, не более: - HardGas FX-01 - HardGas FX-02 - HardGas FX-03	154×130×95 154×130×95 154×130×95
Масса, кг, не более: - HardGas FX-01 - HardGas FX-02 - HardGas FX-03	1,2 1,2 3,5
Маркировка взрывозащиты	1 Ex db IIC T6 Gb X

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	40000
Средний срок службы ¹⁾ , лет, не менее	15
¹⁾ – Без учета срока службы чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации и на идентификационную табличку типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор стационарный	HardGas	1 шт.
Паспорт	ЕТЛС.413411.002 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЕТЛС. 413411.002 РЭ	1 экз.
Насадка для подачи газа	-	1 шт. на партию
Комплект U-образных креплений на трубу или стойку	-	1 шт.
Кабельный ввод ¹⁾	-	1-2 шт
Пульт ДУ ¹⁾	-	1 шт.
¹⁾ - Опционально		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.7 «Принцип действия и функциональное устройство» документа ЕТЛС. 413411.002 РЭ «Газоанализаторы стационарные HardGas. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

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

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

ГОСТ 24032-80 «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»;

ЕТЛС.413411.002 ТУ «Газоанализаторы стационарные HardGas. Технические условия».

Правообладатель

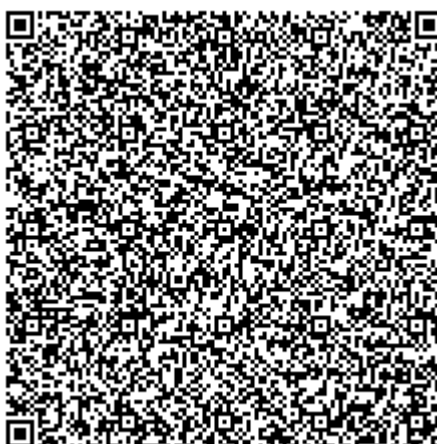
Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис»
(ООО ТК «Олдис»)
ИНН 7726658635
Юридический адрес: 115191, г. Москва, пер. Духовской, д. 17, стр. 15, эт. 2, ком. 11, оф. 23
Телефон: 495 532-02-12
E-mail: order@tkoldis.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Торговая компания «Олдис»
(ООО ТК «Олдис»)
ИНН 7726658635
Юридический адрес: 115191, г. Москва, пер. Духовской, д. 17, стр. 15, эт. 2, ком. 11, оф. 23
Адрес места осуществления деятельности: 214031, г. Смоленск, ул. Индустриальная, д. 4, стр. 6
Телефон: +7 (495) 532-00-42
E-mail: order@tkoldis.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28
Телефон: +7 (495) 108 69 50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95231-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока LR(B)

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока LR(B) (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигналов измерительной информации измерительным приборам и/или устройствам защиты и управления в электрических установках переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, т.е. на создании ЭДС переменным магнитным полем. Трансформаторы относятся к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Трансформаторы выполнены в четырех модификациях: LR(B)-35, LR(B)-110, LR(B)-150, LR(B)-220, отличающихся номинальным напряжением.

Обмотки равномерно намотаны на ленточные тороидальные магнитопроводы и покрыты эпоксидным компаундом. Через отверстие магнитопровода при монтаже шина или кабель проходят через центр в сердечнике, образуя первичную обмотку. Клеммы вторичной обмотки имеют гибкие выводы и запаяны в корпус. Благодаря такому решению трансформаторы тока не требуют пломбировки. Трансформаторы имеют до 4 вторичных обмоток для защиты и/или измерений и учёта в любых сочетаниях.

Трансформаторы имеют ряд типов исполнений, отличающихся номинальным первичным и вторичным токами классом точности вторичных обмоток и мощностью нагрузки

Заводской номер в виде цифрового обозначения состоящего из арабских цифр, наносят на корпус трансформатора методом лазерной маркировки

Общий вид трансформаторов, место нанесения заводского номера представлены на рисунке 1, пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

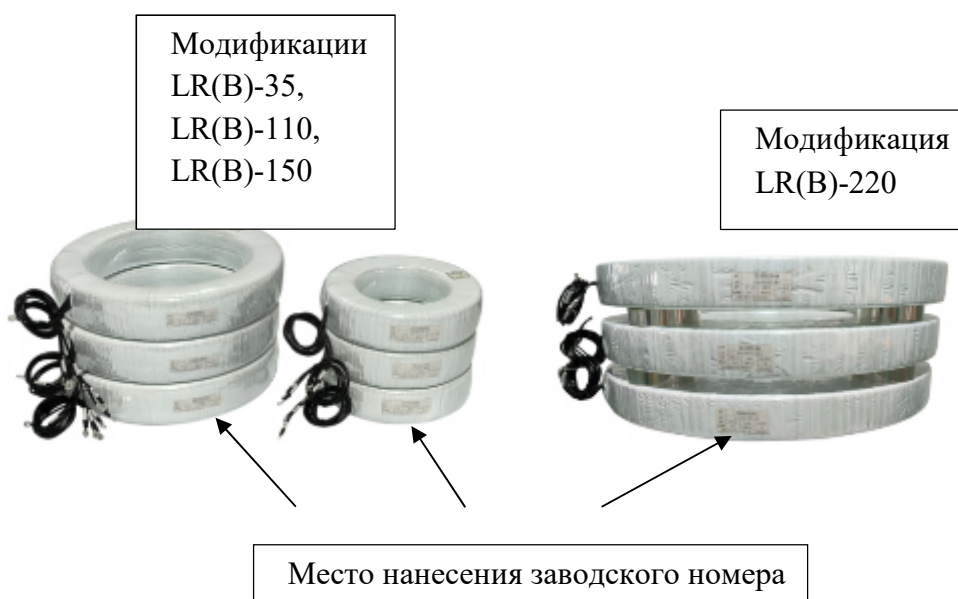


Рисунок 1–Общий вид трансформаторов, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
1	2			
Модификация	LR(B)-35	LR(B)-110	LR(B)-150	LR(B)-220
Номинальное напряжение, кВ	35	110	150	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40.5	126	170	252
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	от 100 до 6000			
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1; 2; 5			
Номинальная частота, Гц	50; 60			
Классы точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746-2015 - для измерений и учета - для защиты	0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5; 10 5P; 10P			
Номинальная вторичная нагрузка, $\cos \varphi = 0.8$ - для измерений: - для защиты	2.5; 5; 7.5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 45; 50 5; 7.5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100			
Номинальный коэффициент безопасности вторичных обмоток для измерений и учета $K_{ном}$	5; 10			
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты $K_{ном}$	от 5 до 40			

Таблицы 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (высота × диаметр), мм, не более	1000 × 1000
Масса, кг, не более	400
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +45 90 от 86 до 107

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	180000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	LR(B)	1
Паспорт	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 руководства по эксплуатации «Описание и работа».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 8.217-2024 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

Трансформаторы тока LR(B). Стандарт предприятия.

Правообладатель

Shanghai Wusong Electric Industrial Co., Ltd, Китай

Юридический адрес: No.333 Chihua Road, Zhelin Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: + 86-21-33618089

Изготовитель

Shanghai Wusong Electric Industrial Co., Ltd, Китай

Юридический адрес: No.333 Chihua Road, Zhelin Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: + 86-21-33618089

Испытательный центр

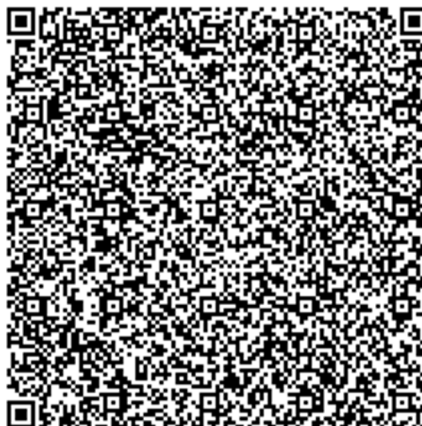
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Тел.: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95232-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули аналогового ввода МР-0101

Назначение средства измерений

Модули аналогового ввода МР-0101 (далее – модули) предназначены для преобразования входных аналоговых сигналов напряжения постоянного тока в цифровой формат и передачи результатов измерений для дальнейшей их обработки и хранения.

Описание средства измерений

Принцип действия модулей основан на преобразовании напряжения постоянного тока аналого-цифровыми преобразователями в цифровой код с последующей обработкой и передачей в персональный компьютер. Значения измеряемого напряжения отображаются в окне управляющего программного обеспечения (далее – ПО).

Модуль имеет 8 независимых дифференциальных аналоговых входов для измерения значения напряжения постоянного тока. Для согласования уровней входных напряжений на входах модулей предусмотрены аттенюаторы и фильтры второго порядка. Для передачи данных между модулями и персональным компьютером с установленным управляющим ПО используется шина данных PCI - express (PXIe). Предусмотрен синхронный запуск входных аналоговых сигналов, обеспечивающийся наличием триггерных цепей и цепей синхронизации. Электропитание модулей осуществляется через шину от крейта стандарта PXIe, в который установлен модуль.

Конструктивно модули состоят из платы, с прикрепленными к ним лицевой и защитной панелями. Защитная панель выполняет также функцию радиатора. Пломбирование модулей не предусмотрено, так как в их конструкции отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю.

Модули устанавливаются в крейт стандарта PXIe. Управление модулями осуществляется от персонального компьютера, подключаемого к крейту.

Общий вид модулей представлен на рисунке 1. Обозначение модуля наносится на переднюю панель в цифробуквенном формате методом гравирования. Уникальный заводской номер в цифровом формате из шести знаков наносится на плату модуля (рисунки 3 и 4).

Знак утверждения типа и знак поверки наносятся в виде самоклеящихся этикеток на защитную панель модуля. Места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки имеются на защитной панели и указаны на рисунке 2.

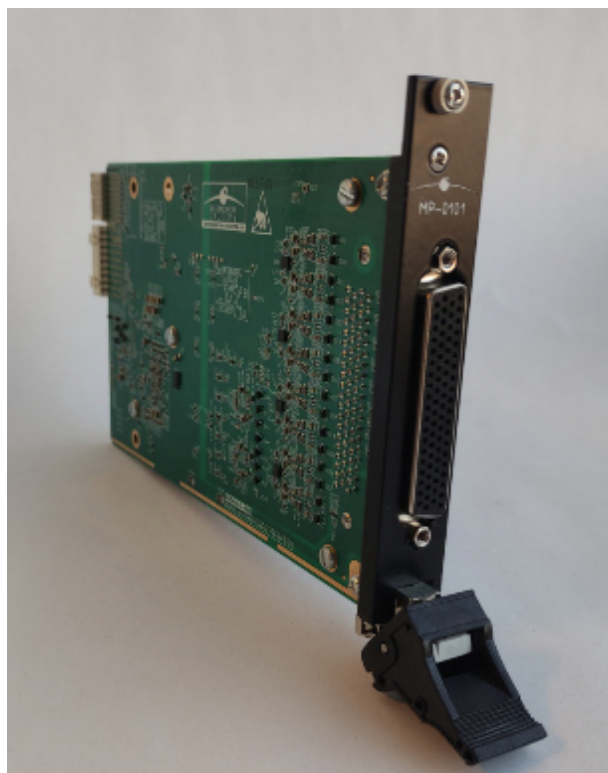


Рисунок 1 – Общий вид модулей MP-0101

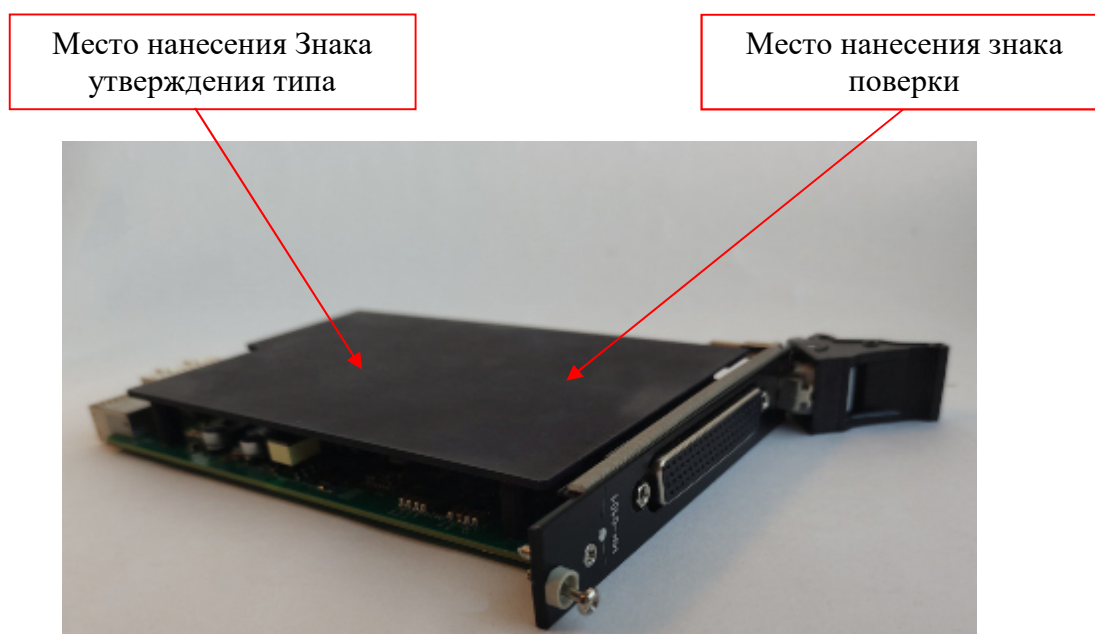


Рисунок 2 – Защитная панель модулей MP-0101



Рисунок 3 – Модуль MP-0101 с местом нанесения заводского номера



Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики модулей представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения напряжения постоянного тока, В	от -10 до +10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного тока, В не более	$\pm(0,0006 \cdot U_{\text{изм.}} + 0,0018)$
Здесь: $U_{\text{изм.}}$ - значение напряжения постоянного тока, измеренное модулем, В	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10,8 до 13,2
Максимальная потребляемая мощность, Вт, не более	12
Габаритные размеры, глубина×ширина×высота, мм, не более	212×21×131
Масса, кг, не более	0,40
Рабочие условия применения температура окружающего воздуха, °С относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от +5 до +45 от 30 до 80 от 84 до 106

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Назначенный срок службы модуля, лет	5
Назначенный ресурс модуля, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на боковую панель блока базового в виде самоклеющейся этикетки.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Модуль аналогового ввода МР-0101	АСДБ.00.63.4000	1
Руководство по эксплуатации	АСДБ.00.63.4000РЭ	1
Компакт-диск с ПО	Настройка модуля PXIe MAB	1
Дополнительные принадлежности	-	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в гл. 2 «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации, АСДБ.00.63.4000РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

«Модули аналогового ввода МР-0101». Технические условия, АСДБ.411618.002ТУ.

Правообладатель

Акционерное общество «Опытно-конструкторское бюро «Аэрокосмические системы»
(АО «ОКБ «Аэрокосмические системы»)

ИНН 5010041950

Юридический адрес: 141983, Московская обл., г. Дубна, ул. Программистов, д. 4

Телефон: +7 (495) 526-69-77

E-mail: info@aerospace-system.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Опытно-конструкторское бюро «Аэрокосмические системы»
(АО «ОКБ «Аэрокосмические системы»)

ИНН 5010041950

Адрес: 141983, Московская обл., г. Дубна, ул. Программистов, д. 4

Телефон: +7 (495) 526-69-77

E-mail: info@aerospace-system.ru

Испытательный центр

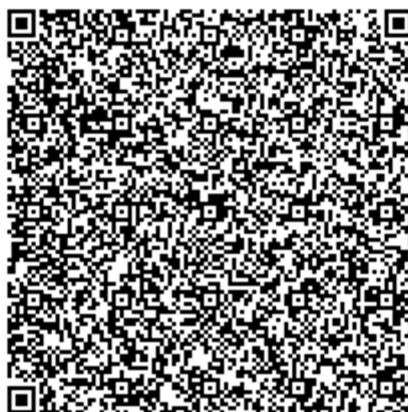
Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)

Адрес: 127106, Москва, Нововладыкинский пр-д, д. 8, стр. 4, оф. 310-312

Телефон (факс) +7(495) 926-71-85

E-mail: post@actimaster.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311824.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95233-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти ДНС с УПСВ Орехово-Ермаковского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ДНС с УПСВ Орехово-Ермаковского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из двух измерительных линий (одной рабочей и одной контрольно-резервной).
 - 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
 - 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
 - 4) Пробозаборное устройства щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.
 - 5) Блок рабочего эталона расхода (БРЭР), предназначенный для подключения поверочной установки, которая используется при проведении поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.
 - 6) Блок фильтров (БФ), содержащий в своей конструкции фильтра в количестве двух штук, обеспечивающий очистку нефти от посторонних механических включений.
 - 7) Дренажная система закрытого типа с отдельным сбором учтенной и неучтенной нефти.
 - 8) Устройства индикации наличия свободного газа в нефти в количестве 2 штук.
 - 9) Входной и выходной коллекторы.
- Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	45115-10
Датчики температуры ТСПТ Exd 101	БИЛ, БИК	75208-19
Датчики температуры 644	БИЛ, БИК	39539-08
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051S	БИЛ, БИК	24116-08
Преобразователи давления измерительные ЕАА мод. ЕАА530А	БИЛ, БИК	14495-09
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	БИК	14557-05 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF050	БИК	45115-10
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов АБАК+	СОИ	52866-13

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти и массовой доли воды;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и объемной доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения ТКО;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН заводской номер 61, на территории УПСВ на ДНС Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства

измерений, инструкция по эксплуатации СИКН или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён типографским способом на информационной табличке, установленной на приборном щите, расположенном в помещении операторной. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.

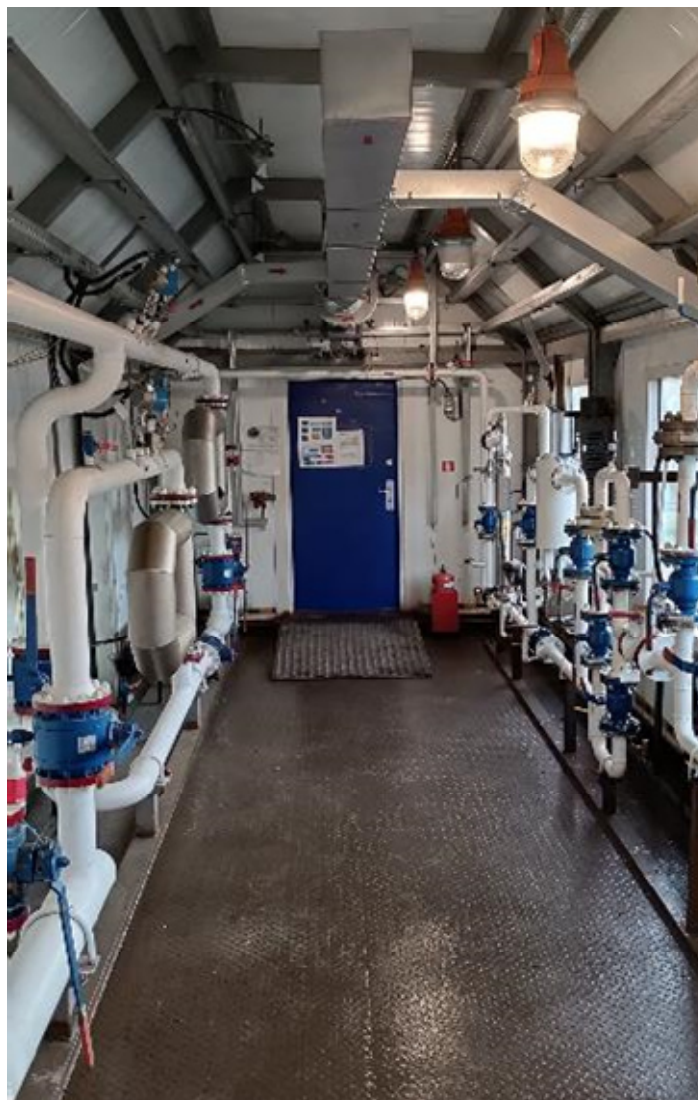


Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов АБАК+ и АРМ оператора «Генератор отчётов АБАК Reporter». Метрологические характеристики СИКН нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	Генератор отчётов АБАК Reporter
Номер версии ПО	1.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 24 до 58
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения:	
– массы брутто нефти, %	±0,25
– массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от +5 до +40
– давление, МПа	от 0,3 до 4,0
– плотность при температуре +20 °С, кг/м³	от 820 до 865
– массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	100
Температура окружающего воздуха, °С:	
– для первичных измерительных преобразователей	от +15 до +40
– для ИВК и АРМ оператора	от +20 до +30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ДНС с УПСВ Орехово-Ермаковского месторождения		1 экз.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1831/2024 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти ДНС с УПСВ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49180.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос»
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

ИНН 8618006063

Юридический адрес: 628011, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос»
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

ИНН 8618006063

Адрес: 628011, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

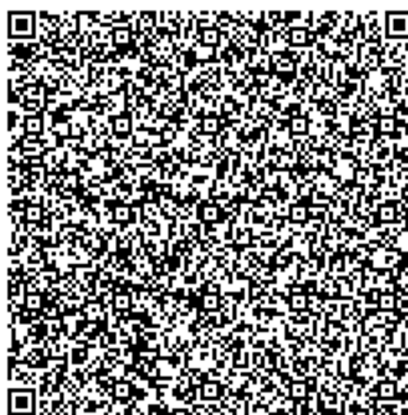
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2025 г. № 747

Регистрационный № 95234-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы ультразвуковые многоканальные ДУМА-16

Назначение средства измерений

Дефектоскопы ультразвуковые многоканальные ДУМА-16 (далее по тексту – дефектоскопы) предназначены для измерений временных интервалов, амплитуд эхо-сигналов, полученных от дефектов и несплошностей в объектах контроля, а также измерений глубины залегания дефектов и измерений расстояний датчиком пути.

Описание средства измерений

Дефектоскопы используются для проведения автоматизированного ультразвукового контроля основных материалов и сварных соединений на наличие дефектов типа нарушения сплошности или однородности.

Принцип действия дефектоскопа основан на возбуждении генератором (ГИВ) ультразвуковых колебаний (УЗК) за счет формирования импульсных сигналов заданной амплитуды и длительности, которые преобразуются из электрического в волновой сигнал через пьезоэлектрические преобразователи (далее – ПЭП) по каждому каналу контроля. Затем сформированные импульсы распространяются в объекте контроля, отражаются от несплошностей, дефектов и границ его структуры, возвращаются на приемник дефектоскопа для последующего усиления, преобразования, фильтрации измеряемого полезного сигнала и его обработки.

При выполнении цикла сбора первичной информации для каждой из предварительно заданных схем контроля полученные сигналы преобразуются в цифровую форму, передаются и сохраняются в персональный компьютер (ПК) в виде А-развертки. Анализ первичной информации выполняется после ее сбора. По параметрам набора А-разверток, а также по известным координатам и ориентации каждого ПЭП оцениваются наличие и параметры дефектов или несплошностей.

Конструктивно дефектоскоп является электронным блоком, соединяемым с ПК посредством Ethernet. К дефектоскопу подсоединяется до 16-ти ПЭП для проведения одновременного контроля объекта по нескольким запрограммированным схемам контроля и до 2-х датчиков пути.

Дефектоскопы выпускаются в одной модификации и предназначены для сбора первичной информации о контролируемом объекте и оперативной передачи собранной информации в персональный компьютер (ПК) с целью ее обработки, хранения и представления в графической форме на экране монитора. Дефектоскопы могут работать совместно со сканирующими устройствами (СУ).

Идентификация дефектоскопа осуществляется с помощью:

- визуального осмотра гравировки на лицевой (передней) стороне корпуса дефектоскопа, отображающей информацию о дате изготовления дефектоскопа (год, квартал) и заводском номере в числовом формате. Общий вид дефектоскопа с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1;
- визуального осмотра металлической маркировочной таблички, прикрепляемой на лицевую (переднюю) сторону корпуса дефектоскопа и отображающей информацию об изготовителе и обозначении типа средства измерений. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 2;
- изучения нормативно-технической документации (руководство по эксплуатации, паспорт), которая входит в обязательный комплект поставки дефектоскопа и содержит информацию о метрологических и технических характеристиках дефектоскопа.

Места пломбировки дефектоскопа от несанкционированного доступа указаны на рисунке 1. Ограничение доступа осуществляется путем нанесения пломб на винты в виде заводских наклеек, разрушаемых при механических воздействиях. На пломбы нанесено изображение товарного знака или наименования предприятия-изготовителя.

В процессе эксплуатации возможность внешних механических регулировок отсутствует.



Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопа с указанием мест пломбировки, места нанесения заводского номера и маркировочной таблички



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Нанесение знака поверки на дефектоскопы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) дефектоскопа состоит из основного (метрологически значимое) и дополнительного, реализующего методики контроля конкретных объектов или типов объектов.

Начальная регулировка и диагностирование исправности дефектоскопа, операции поверки, а также проверка дефектоскопа на соответствие его параметров и характеристик требованиям технических условий осуществляется при помощи основного ПО. Настройка, необходимая для сбора первичной информации о конкретных объектах, сбор и сохранение в ПК первичной информации, оценка результатов контроля, оформление заключений выполняются в соответствии с требованиями методики контроля конкретного объекта при помощи дополнительного ПО, реализующего эту методику.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SNK3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.X.X*
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует
Примечание: * - символы «X» обозначают метрологически незначимую часть номера версии ПО	

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

Метрологические и технические характеристик

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон установки амплитуд импульсов генератора на нагрузке 110 Ом, В	от 20 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки амплитуд импульсов генератора, В	±5
Диапазон установки длительности импульсов генератора, мкс	от 0,05 до 1,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки длительности импульсов генератора, мкс, для установленной амплитуды импульсов генератора: - от 20 до 40 В включ. - св. 40 до 200 В включ.	±0,025 ±0,015
Диапазон измерений амплитуд сигналов на входе приемника по отношению к 1 мкВ, дБ	от 34 до 114
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений амплитуд сигналов на входе приемника по отношению к 1 мкВ, дБ, в диапазоне: - от 34 до 74 дБ включ. - св. 74 до 114 дБ включ.	±2 ±1
Диапазон измерений временных интервалов, мкс	от 0,1 до 280
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений временных интервалов, мкс	±(0,05 + 0,001·Т*)
Диапазон измерений расстояний пройденных датчиком пути, мм	от 0 до 10000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний, пройденных датчиком пути, мм	±(0,5 + 0,0015·S**)
Диапазон измерений глубины залегания отражателя (по стали), мм	от 3 до 400

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины залегания отражателя (по стали), мм	$\pm(0,5 + 0,01 \cdot H^{***})$
Примечание: * Т – измеренное значение длительности временного интервала, мкс; ** S – измеренное значение расстояния пройденного датчиком пути, мм; *** Н – измеренное значение глубины залегания отражателя (по стали), мм.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество каналов для подключения ПЭП, шт	16
Диапазон установки длительности развертки, мкс	от 0 до 80
Диапазон установки задержки развертки, мкс	от 0 до 200
Диапазон установки усиления, дБ	от 0 до 80
Полоса пропускания приемника по уровню минус 3 дБ, МГц	от 0,4 до 12
Количество подключаемых датчиков пути, шт	2
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более	
- ширина	271
- длина	380
- высота	87
Масса электронного блока, кг, не более	5,2
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от + 10 до + 40
- относительная влажность при температуре + 35°С, %, не более	98
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	230 ± 23
- частота переменного тока, Гц	50 ± 1

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп ультразвуковой многоканальный	ДУМА-16	1 шт.
Программное обеспечение на флэш носителе	-	1 шт.
Кабель и блок питания	-	1 комп.
Кабели соединительные	-	1 комп.
Эквивалент нагрузки ГИВ (110 Ом)	-	1 шт.
Датчик пути	-	1 шт.
Пьезоэлектрический преобразователь ПЭП	П111-2,5-К12	1 шт.
Пьезоэлектрический преобразователь ПЭП	П111-5,0-К6	1 шт.

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
Пьезоэлектрический преобразователь ПЭП	-	* шт.
Руководство по эксплуатации	65.1.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	65.1.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Примечание: * - Количество, тип и модификации ПЭП по заказу в соответствии с частотным диапазоном полосы пропускания дефектоскопа.		

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений скоростей распространения и коэффициента затухания ультразвуковых волн в твердых средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2842;

65.1.000 ТУ «Дефектоскопы ультразвуковые многоканальные ДУМА-16. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Ордена Ленина Научно - исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежала» (АО «НИКИЭТ»)
Юридический адрес: 107140, г. Москва, пл. Академика Доллежала, д. 1, к. 3
Телефон: 8 (499) 763-03-51
E-mail: nikiet@nikiet.ru
Web: <http://www.nikiet.ru>

Изготовитель

Акционерное общество «Ордена Ленина Научно - исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежала» (АО «НИКИЭТ»)
Адрес: 107140, г. Москва, пл. Академика Доллежала, д. 1, к. 3
Телефон: 8 (499) 763-03-51
E-mail: nikiet@nikiet.ru
Web: <http://www.nikiet.ru>

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 127282, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Северное
Медведково, пр-д Чермянский, д. 7

Телефон: +7 (495) 011-56-60

E-mail: info@mosenergotest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314943.

