

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
УРАЛЬСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
(ФГУП «УНИИМ»)

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор ЗАО «ЭМИС»
_____ К.В. Александровский
«___» _____ 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФГУП «УНИИМ»
_____ С.В. Медведевских
_____ 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Комплексы учета энергоносителей «ЭМИС-ЭСКО 2210»

Методика поверки
МП 96-221-2019

Екатеринбург

Предисловие

1. Разработана: ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)
2. Исполнитель: Клевакин Е.А., ведущий инженер лаб. 221 ФГУП «УНИИМ».
3. Утверждена ФГУП «УНИИМ» «23» 12 2019 г.
4. Введена впервые

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	4
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	5
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	6
6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	6
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	6
8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	6
9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	18
Приложение А Метрологические характеристики комплекса учета энергоносителей «ЭМИС-ЭСКО 2210»	19

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на комплексы учета энергоносителей «ЭМИС-ЭСКО 2210» (в дальнейшем – комплексы), выпускаемые по ТУ 4218-040-14145564-2011, и устанавливает порядок их первичной и периодической поверки.

1.2 Поверку комплекса проводят поэлементно (расчетным методом).

1.3 Порядок и периодичность поверки первичных ИП и вычислителей определены соответствующими методиками поверки.

1.4 Допускается проводить замену неисправных первичных ИП поверенными аналогичными без проведения поверки комплекса, при этом делается отметка в формуляре на комплекс.

1.5 Поверке подлежат только измерительные каналы (ИК), имеющиеся в комплексе, в соответствии с его составом, приведенном в формуляре на комплекс.

1.6 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава комплекса в соответствии с заявлением владельца, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке или формуляре информации об объеме проведенной поверки.

1.7 Интервал между поверками 4 года.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

2.1 В настоящей методике использованы ссылки на следующие документы, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень документов

ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ Р 12.1.019-2009	ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
ГОСТ 12.2.091-2012	ССБТ. Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения
ГОСТ 6651-2009	ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ Р 8.733-2011	ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
Приказ Минтруда от 24.07.2013 № 328н	Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок
Приказ Минпромторга № 1815 от 02.07.2015	Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке

3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.

3.2 При получении отрицательных результатов на любой операции поверки, поверку прекращают, комплекс признают непригодным для эксплуатации.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта	Проведение операций при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	8.1	да	да
Опробование	8.2	да	да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	8.3	да	да
Определение погрешности ИК температуры	8.4	да	нет
Определение погрешности ИК давления, разности давления	8.5	да	нет
Определение относительной погрешности ИК расхода и объема газа (смеси газов)	8.6	да	нет
Определение относительной погрешности ИК массы (объема) жидкости, воды и массы пара	8.7	да	нет
Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии систем теплоснабжения	8.8	да	нет
Определение относительной погрешности ИК электроэнергии	8.9	да	нет
Определение суточного хода часов (относительной погрешности измерения текущего времени)	8.10	да	нет

4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки СИ, входящих в состав комплекса, применяют средства поверки, указанные в методиках поверки этих СИ.

4.2 Метод поверки комплекса – расчетный.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К поверке допускаются лица, изучившие настоящую методику, руководство по эксплуатации на комплексы, прошедшие обучение в качестве поверителей средств измерений и работающие в организации, аккредитованной на право поверки.

Допускается привлечение к работам по поверке, за исключением подписания протоколов поверки или иных документов о результатах поверки, лиц, не отвечающих требованиям настоящего пункта, при условии выполнения ими работ под контролем лиц, отвечающих требованиям настоящего пункта.

5.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, предусмотренные Приказом Минтруда от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ Р 12.1.019, ГОСТ 12.2.091, а также требования безопасности, указанные в технической документации на СИ, входящие в состав комплекса.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Контроль условий поверки не требуется, так как поверка проводится расчетным методом.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Комплекс и СИ, входящие в его состав, подготавливают к работе в соответствии с эксплуатационной документацией указанных СИ.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 При внешнем осмотре проверяют:

- соответствие комплектности комплекса формуляру;
- наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки в эксплуатационной документации, подтверждающих проведение поверки каждого СИ, входящего в состав комплекса;
- комплектность, маркировку наличие необходимых надписей на наружных панелях, отсутствие механических повреждений СИ, входящих в состав комплекса.

8.2 Опробование

8.2.1 При опробовании проверяют исправность органов управления и индикации СИ, входящих в состав комплекса, соответствие диапазонов измерений СИ, используемых в составе комплекса, значениям, указанным в картах программирования вычислителей.

8.2.2 Опробование считают успешным, если корректно отображаются все названия и значения параметров, отсутствует индикация отказов, ошибок программирования и нештатных ситуаций; диапазоны измерений СИ, входящих в состав

комплекса, соответствуют значениям, указанным в картах программирования вычислителей.

8.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Идентификационные данные программного обеспечения (далее ПО), входящих в состав комплекса преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б, вычислителей УВП-280, приборов вторичных теплоэнергоконтроллеров ИМ2300, тепловычислителей СПТ944, СПТ961, СПТ962, корректоров СПГ742, СПГ761, СПГ762, СПГ763 (далее – вычислители) приведены в Приложении А.

8.4 Определение погрешности ИК температуры

8.4.1 Абсолютную погрешность ИК температуры жидкостей, воды и пара ($\Delta(t)$), определяют при значениях верхнего, нижнего пределов и середины диапазона измерений ИК температуры (пределы указаны в формуляре на комплекс), по формуле:

- для термопреобразователей сопротивления с выходным сигналом по ГОСТ 6651 (НСХ)

для ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б

$$\Delta(t) = \sqrt{\Delta R_B(t)^2 + \Delta_{ВТ}(t)^2 + \Delta_{П}(t)^2} \quad (1-a)$$

для остальных вычислителей

$$\Delta(t) = \sqrt{\Delta_{В}(t)^2 + \Delta_{П}(t)^2} \quad (1-b)$$

где ΔR_B – предел допускаемой абсолютной погрешности вычислителя (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), пересчет сопротивления в температуру выполняется в соответствии с ГОСТ 6651-2009, °С;

$\Delta_{ВТ}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности расчета температуры вычислителем (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), для ТЭКОН-19 выполняется пересчет из приведенной формы в абсолютную, °С;

$\Delta_{В}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразования и расчета температуры вычислителем (указано в описании типа на соответствующий вычислитель), °С;

$\Delta_{П}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры, °С.

t – значение температуры, °С.

- для термопреобразователей с унифицированным выходным сигналом (если погрешность ИП нормирована в приведенной форме)

$$\Delta(t) = \sqrt{\left(\frac{t_{ДИ} \cdot \gamma_{П}}{100}\right)^2 + \left(\frac{t_{ИК} \cdot \gamma_{В}}{100}\right)^2} \quad (1-в)$$

где $t_{ДИ}$ – диапазон измерений ИП температуры, °С;

$t_{ИК}$ – диапазон измерений ИК температуры комплекса, °С;

$\gamma_{П}$ – предел допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности ИП температуры с учетом дополнительной погрешности от влияния температуры окружающей среды, %;

$\gamma_B = \sqrt{\gamma_{ВП}^2 + \gamma_{ВР}^2}$ - предел допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования ($\gamma_{ВП}$) и расчета ($\gamma_{ВР}$) температуры вычислителем, % ($\gamma_{ВП}$, $\gamma_{ВР}$ согласно описанию типа вычислителя);

t – значение температуры, °С.

- для термопреобразователей с унифицированным выходным сигналом (если погрешность ИП нормирована в абсолютной форме)

$$\Delta(t) = \sqrt{\Delta t_{П}^2 + \left(\frac{t_{ИК} \cdot \gamma_B}{100}\right)^2} \quad (1-2)$$

где $\Delta t_{П}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры, °С.

8.4.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения $\Delta(t)$ находятся в интервале, указанном в таблице А.1.

8.4.3 Относительную погрешность ИК термодинамической температуры газа (смеси газов) ($\delta(T)$), %, определяют по формуле

$$\delta(T) = \max\{|\Delta(t)/(t + 273,15)| \cdot 100\}, \quad (2)$$

где $\Delta(t)$ – абсолютная погрешность ИК температуры, определяемая по п. (1) при значениях верхнего, нижнего пределов и середины диапазона измерений ИК температуры, диапазон измерений ИК температуры указан в формуляре на комплекс, °С;

t – значение температуры, °С.

8.4.4 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения $\delta(T)$ находятся в интервалах, приведенных в таблице А.2 для уровня точности измерений поверяемого ИК.

8.5 Определение погрешности ИК давления, разности давления

8.5.1 Приведенную к диапазону измерений погрешность ИК давления $\gamma(P)$ определяют по формуле:

$$\gamma(P) = \sqrt{\gamma_B(P)^2 + \gamma_{П}(P)^2 + \gamma_D(P)^2}, \quad (3)$$

при измерении разности давления $\gamma(\Delta P)$ по формуле:

$$\gamma(\Delta P) = \sqrt{\gamma_B(P)^2 + \gamma_{П}(\Delta P)^2 + \gamma_D(\Delta P)^2}, \quad (4)$$

где $\gamma_B(P)$ – предел допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности вычислителя при измерении давления и разности давления, %;

$\gamma_{П}(P)$ – предел допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП давления, %;

$\gamma_{П}(\Delta P)$ – предел допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП разности давления, %;

$\gamma_d(P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (температура окружающего воздуха в месте установки ИП давления указывается в формуляре на комплекс), %;

$\gamma_d(\Delta P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП разности давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (температура окружающего воздуха в месте установки ИП разности давления указана в формуляре на комплекс), %;

8.5.2 Результаты считают положительными, если рассчитанные значения $\gamma(P)$ и $\gamma(\Delta P)$ для каждого ИК давления и разности давления жидкости, воды и пара находятся в интервалах, приведенных в таблице А.1.

8.5.3 Относительную погрешность ИК давления ($\delta(P)$) и разности давления ($\delta(\Delta P)$) газов и газовых смесей определяют при значении, соответствующем нижнему пределу диапазона измерения ИК давления и разности давления комплекса, так как при этом значении относительная погрешность является наибольшей, по формулам:

- погрешность ИК давления при использовании ИП абсолютного давления

$$\delta(P) = \frac{P_{max} - P_0}{P_{min}} \cdot \gamma(P) \quad (5)$$

- погрешность ИК давления при использовании ИП избыточного и атмосферного давления

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{max}^{изб}^2 + P_{max}^{атм}^2) \cdot \gamma_v(P)^2 + P_{max}^{изб}^2 \cdot (\gamma_{ПИ}(P)^2 + \gamma_{ДИ}(P)^2) + P_{max}^{атм}^2 \cdot (\gamma_{ПА}(P)^2 + \gamma_{ДА}(P)^2)}}{(P_{min}^{изб} + P_{min}^{атм})}, \quad (6)$$

- погрешность ИК давления при использовании ИП избыточного давления и принятии атмосферного давления условно-постоянной величиной

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{max}^{изб}^2 + P_{max}^{атм}^2) \cdot \gamma_v(P)^2 + P_{max}^{изб}^2 \cdot (\gamma_{ПИ}(P)^2 + \gamma_{ДИ}(P)^2) + \frac{1}{6} P_{max}^{атм}^2 \cdot \left(\frac{P_{max}^{атм} - P_{min}^{атм}}{P_{max}^{атм} + P_{min}^{атм}} \cdot 100 \right)^2}}{(P_{min}^{изб} + P_{min}^{атм})}, \quad (7)$$

- погрешность при измерении разности давления

$$\delta(\Delta P) = \frac{\Delta P_{max} - \Delta P_0}{\Delta P_{min}} \cdot \gamma(\Delta P) \quad (8)$$

где P_0 – нижний предел диапазона измерений ИП давления (указан в формуляре на комплекс);

ΔP_0 – нижний предел диапазона измерений ИП разности давления (указан в формуляре на комплекс);

P_{max} – верхний предел диапазона измерений ИП давления (указано в формуляре на комплекс);

P_{\min} – нижний предел диапазона измерений ИК давления комплекса (указан в формуляре на комплекс);

ΔP_{\max} – верхний предел диапазона измерений ИП разности давления (указан в формуляре на комплекс);

ΔP_{\min} – нижний предел диапазона измерений ИК разности давления комплекса (указан в формуляре на комплекс).

$\gamma(P)$ – приведенная к диапазону измерений погрешность ИК давления определяется по формуле (3), %;

$\gamma_B(P)$ – предел допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности вычислителя при измерении давления, %;

$\gamma_{\text{ПИ}}(P)$ – предел допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП избыточного давления, %;

$\gamma_{\text{ПА}}(P)$ – предел допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП атмосферного давления, %;

$\gamma_{\text{ДИ}}(P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП избыточного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (условия эксплуатации ИП давления указаны в формуляре на комплекс), %;

$\gamma_{\text{ДА}}(P)$ – предел допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности ИП атмосферного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (условия эксплуатации ИП давления указаны в формуляре на комплекс), %;

$P_{\min}^{\text{изб}}, P_{\max}^{\text{изб}}$ – нижний и верхний пределы диапазона измерений избыточного давления (указаны в формуляре на комплекс), кПа;

$P_{\min}^{\text{атм}}, P_{\max}^{\text{атм}}$ – нижний и верхний пределы диапазона измерений атмосферного давления (указаны в формуляре на комплекс), кПа;

$\gamma(\Delta P)$ – приведенная к диапазону измерений погрешность ИК разности давления определяется по формуле (4), %;

8.5.4 Результаты считают положительными, если рассчитанные значения $\delta(P)$ для каждого ИК давления газа (смеси газов) находятся в интервалах, приведенных в таблице А.2, для уровня точности измерений поверяемого ИК.

8.6 Определение относительной погрешности ИК расхода и объема газа (смеси газов).

8.6.1 Определение относительной погрешности ИК расхода (объема) газа (смеси газов) в рабочих условиях.

Относительная погрешность ИК расхода (объема) в рабочих условиях определяется по формулам:

– при измерении с помощью СУ

$$\delta(G) = 0,5 \cdot \delta(\Delta P), \quad (9)$$

– при измерении ИП расхода в диапазоне расхода, указанном в формуляре на комплекс

$$\delta(G) = \sqrt{\delta_B(G)^2 + \delta_{II}(G)^2}, \quad (10)$$

где $\delta(\Delta P)$ – относительная погрешность при измерении разности давления, определяемая по формуле (8), %;

$\delta_B(G)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при измерении расхода ИП расхода, %;

$\delta_{II}(G)$ – предел допускаемой относительной погрешности ИП расхода (объема), %;

8.6.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК расхода и объема газа (смеси газов) рассчитанные значения $\delta(G)$ находятся в интервалах, приведенных в таблице А.2, согласно требуемому уровню точности.

8.6.3 Определение относительной погрешности ИК расхода и объема газа (смеси газов), приведенного к стандартным условиям ($\delta(V)$)

Относительную погрешность ИК расхода и объема газа (смеси газов), приведенного к стандартным условиям ($\delta(V)$), определяют по формуле

$$\delta(V) = \sqrt{\delta_B(V)^2 + \delta(T)^2 + \delta(P)^2 + \delta(G)^2 + \delta(K)^2 + \delta_\tau^2}, \quad (11)$$

где $\delta_B(V)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете объема газа, приведенного к стандартным условиям по измеренным значениям температуры, давления, объемного расхода в рабочих условиях или разности давления на СУ, %;

$\delta(T)$ – относительная погрешность ИК термодинамической температуры газа (смеси газов), определяемая по формуле (2);

$\delta(P)$ – относительная погрешность ИК абсолютного давления, определяемая:

– при измерении ИП абсолютного давления по формуле (5);

– при измерении ИП избыточного и атмосферного давления по формуле (6);

– при измерении ИП избыточного давления и принятии атмосферного давления условно-постоянной величиной по формуле (7).

$\delta(G)$ – относительная погрешность ИК расхода (объема) в рабочих условиях, %, определяемая:

– при измерении с помощью СУ по формуле (9);

– при измерении ИП расхода по формуле (10) в диапазоне расхода, указанном в формуляре на комплекс.

$\delta(K)$ – предел допускаемой относительной погрешности коэффициента сжимаемости для требуемого уровня точности (указан в таблице А.2), %.

δ_τ – предел допускаемой относительной погрешности определения времени вычислителем, %, указан в описании типа на вычислитель.

8.6.4 Результаты считают положительными, если:

- для каждого ИК расхода и объема газа (смеси газов) рассчитанные значения $\delta(V)$ находятся в интервалах, приведенных в таблице А.2, согласно требуемому уровню точности.

- для каждого ИК расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.733, рассчитанные значения $\delta(V)$ находятся в интервалах, приведенных в таблице А.3, для СИКГ соответствующего класса и категории (производительности).

8.7 Определение относительной погрешности ИК массы (объема) жидкости, воды и массы пара

8.7.1 Относительную погрешность ИК объема жидкости, воды ($\delta(G)$) определяют:

- при измерении с помощью СУ по формуле (9);
- при измерении ИП расхода по формуле (10).

8.7.2 Относительную погрешность ИК массы жидкости, воды и пара ($\delta(M)$) определяют по формуле

- при использовании ИП объемного расхода

$$\delta(M) = \sqrt{\delta_B(M)^2 + \delta(G)^2} \quad (12)$$

где $\delta_B(M)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете массы, %;

$\delta(G)$ – относительная погрешность при измерении объемного расхода жидкости, воды, пара определяемая:

- при измерении с помощью СУ по формуле (9);
- при измерении ИП расхода по формуле (10).

- при использовании ИП массового расхода

$$\delta(M) = \sqrt{\delta_B^2 + \delta(M)^2} \quad (13)$$

где δ_B – предел допускаемой относительной погрешности измерения и преобразования расхода ИП массового расхода вычислителем, %, согласно описания типа вычислителя;

$\delta(M)$ – относительная погрешность ИП массового расхода, %.

8.7.3 Результаты считают положительными, если для каждого ИК массы (объема) жидкости, воды, массы пара рассчитанные значения $\delta(M)$, $\delta(G)$ находятся в интервалах, указанных в таблице А.1.

8.8 Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии систем теплоснабжения

8.8.1 Относительную погрешность ИК тепловой энергии закрытых, водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов ($\delta(Q_{звс})$) определяют в 3 значениях диапазона измерений согласно таблице 3 по формуле

$$\delta(Q_{звс}) = \sqrt{\delta_B(Q)^2 + \delta(\Delta t)^2 + \delta(G)^2} \quad (14)$$

где $\delta_B(Q)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете тепловой энергии (энтальпии) воды, %;

$\delta(G)$ – относительная погрешность ИК расхода (объема), определяемая по формулам (9), (10);

$\delta(\Delta t)$ – относительная погрешность комплекса при измерении разности температуры %.

Относительная погрешность комплекса при измерении разности температуры ($\delta(\Delta t)$) определяется:

– в отдельном трубопроводе при значениях верхнего, нижнего пределов и середины диапазона измерений ИК температуры, относительно температуры холодного источника, заданной условно-постоянной величиной, по формуле для ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б

$$\delta(\Delta t) = \sqrt{\left(\frac{\Delta R_B}{R_B(t_{ГВС})}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{ВТ}(t)}{t_{ГВС}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{П}(t_{ГВС})}{t_{ГВС}}\right)^2} \cdot 100, \quad (15)$$

для остальных вычислителей

$$\delta(\Delta t) = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{В}(t)}{t_{ГВС}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{П}(t_{ГВС})}{t_{ГВС}}\right)^2} \cdot 100 \quad (16)$$

где Δt – значение разности температуры относительно температуры холодного источника, °С;

ΔR_B – предел допускаемой абсолютной погрешности ИК сопротивления вычислителя (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), Ом;

$R_B(t_{ГВС})$ – значение сопротивления, соответствующее измеряемой температуре в трубопроводе ГВС (определяется по ГОСТ 6651-2009), Ом;

$\Delta_{ВТ}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности расчета температуры вычислителем (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), для ТЭКОН-19 выполняется пересчет из приведенной формы в абсолютную, °С;

$\Delta_{В}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразования и расчета температуры вычислителем (указан в описании типа вычислителя), °С;

$\Delta_{П}(t_{ГВС})$ – предел допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры в трубопроводе ГВС, °С;

$t_{ГВС}$ – значение температуры в трубопроводе ГВС, °С.

– в двух трубопроводах систем теплоснабжения по формуле для ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б

$$\delta(\Delta t) = \sqrt{\left(\frac{\Delta R_B}{R_{B1}(t_1)}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{ВТ}(t)}{t_1}\right)^2 + \left(\frac{\Delta R_B}{R_{B2}(t_2)}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{ВТ}(t)}{t_2}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{П}(\Delta t)}{\Delta t}\right)^2} \cdot 100, \quad (17)$$

для остальных вычислителей

$$\delta(\Delta t) = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{В}(\Delta t)}{\Delta t}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{П}(\Delta t)}{\Delta t}\right)^2} \cdot 100, \quad (18)$$

где ΔR_B – предел допускаемой абсолютной погрешности ИК сопротивления вычислителя (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), Ом;

$R_{B1}(t_1)$ – значение сопротивления, соответствующее измеряемой температуре в подающем трубопроводе (определяется по ГОСТ 6651-2009), Ом;

$R_{B2}(t_2)$ – значение сопротивления, соответствующее измеряемой температуре в обратном трубопроводе (определяется по ГОСТ 6651-2009), Ом;

$\Delta_{BT}(t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности расчета температуры вычислителем (указан в описании типа на ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б), для ТЭКОН-19 выполняется пересчет из приведенной формы в абсолютную, °С;

$\Delta_B(\Delta t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразования и расчета разности температуры вычислителем (указано в описании типа вычислителя), °С;

t_1 – значение температуры в подающем трубопроводе (согласно таблице 3), °С;

t_2 – значение температуры в обратном трубопроводе (согласно таблице 3), где $t_1 > \Delta t$, °С;

Δt – значение разности температуры согласно таблице 3, °С;

$\Delta_{\Pi}(\Delta t)$ – предел допускаемой абсолютной погрешности первичных ИП температуры при измерении разности температуры, °С, определяемый при измерении:

– ИП разности температуры в соответствии с описанием типа на ИП,

– двумя независимыми ИП температуры по формуле

$$\Delta_{\Pi}(\Delta t) = \sqrt{\Delta_{\Pi}(t_1)^2 + \Delta_{\Pi}(t_2)^2} \quad , \quad (19)$$

где $\Delta_{\Pi}(t_1)$ и $\Delta_{\Pi}(t_2)$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ИП температуры, °С.

Таблица 3

Значение температуры воды в подающем трубопроводе t_1 , °С	Значение температуры воды в обратном трубопроводе t_2 , °С	Значение разности температуры Δt , °С	Значение расхода воды G , м ³ /ч
$t_{\min} + \Delta t$	t_{\min}	$\Delta t_{\min} \leq \Delta t \leq 1,2\Delta t_{\min}$	$0,9G_{\max} \leq G \leq G_{\max}$
t_{\max}	$t_{\max} - \Delta t$	$10 \leq \Delta t \leq 20$	$0,1G_{\max} \leq G \leq 0,11G_{\max}$
t_{\max}	$t_{\max} - \Delta t$	$(\Delta t_{\max} - 5) \leq \Delta t \leq \Delta t_{\max}$	$G_{\min} \leq G \leq 1,1G_{\min}$

где t_{\min} – нижний предел диапазона измерений ИК температуры комплекса, °С;

t_{\max} – верхний предел диапазона измерений ИК температуры комплекса, °С;

Δt_{\min} – нижний предел диапазона измерений разности температуры комплекса, °С;

Δt_{\max} – верхний предел диапазона измерений разности температуры комплекса, °С;

G_{\max} – верхний предел диапазона измерений ИК расхода, м³/ч;

G_{\min} – нижний предел диапазона измерений ИК расхода, м³/ч;

Значения t_{\min} , t_{\max} , Δt_{\min} , Δt_{\max} , G_{\max} , G_{\min} указываются в формуляре на комплекс.

8.8.2 Относительную погрешность ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения ($\delta(Q_{ОВС})$) определяют по формуле (20):

– при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) в 3 значениях диапазона измерений разности температуры в подающем и обратном трубопроводе (согласно таблице 3) °С при отношении массы воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления $m_{ГВС}/m_{от} = 0,05$, при температуре воды в подающем трубопроводе $t_{под} = t_1$ согласно таблице 3, в трубопроводе ГВС $t_{ГВС} = 65$ °С; в трубопроводе подпитки $t_{хи} = 5$ °С;

– при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах для каждого диапазона измерений разности температуры в подающем и обратном трубопроводах (от 3 до 20) °С, (свыше 20 до t_{max}) °С; при значениях, выбранных в соответствии с таблицей 4; при этом значение массы воды в контуре отопления ($m_{от}$) принимают равным массе воды в подающем трубопроводе ($m_{под}$) (отбор воды на ГВС из обратного трубопровода); значение массы воды в трубопроводе ГВС ($m_{ГВС}$) принимают равным разности массы воды в подающем ($m_{под}$) и обратном ($m_{обр}$) трубопроводах.

Таблица 4 – Данные для определения относительной погрешности ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения

Диапазон измерений Δt , °С	$m_{ГВС}/m_{от}$	Δt , °С	$(t_{ГВС}-t_{хи})$, °С
от 3 до 20	0,5	3	30
	0,9	3	3
	0,5	10	40
	0,9	10	3
	0,5	20	60
	0,9	20	5
свыше 20 до t_{max}	0,1	40	60
	1,0	40	50
	0,1	$t_{max}/2$	40
	1,0	$t_{max}/2$	30
	0,1	$t_{max}-t_{min}$	10
	1,0	$t_{max}-t_{min}$	5

t_{max} - верхний предел диапазона измерений ИК температуры комплекса, °С

$$\delta(Q_{ОВС}) = \sqrt{\delta_B(Q)^2 + k_{от}^2 \cdot (\delta(\Delta t)^2 + \delta(M_{от})^2) + k_{ГВС}^2 \cdot (\delta(\Delta t_{ГВС})^2 + \delta(M_{ГВС})^2)}, \quad (20)$$

где $k_{от}$, $k_{ГВС}$ – коэффициенты отбора тепловой энергии в контур отопления и на ГВС соответственно, определяемые по формулам:

$$k_{от} = \frac{\Delta t}{\frac{m_{ГВС} \cdot (t_{ГВС} - t_{хи})}{m_{от}} + \Delta t} \quad (21)$$

$$k_{ГВС} = \frac{\frac{m_{ГВС} \cdot (t_{ГВС} - t_{хи})}{m_{от}}}{\frac{m_{ГВС} \cdot (t_{ГВС} - t_{хи})}{m_{от}} + \Delta t} \quad (22)$$

где $m_{\text{ГВС}}/m_{\text{от}}$ – отношение массы воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления;

Δt – разность температуры воды в подающем и обратном трубопроводе, °С;

$(t_{\text{ГВС}} - t_{\text{хи}})$ – значение разности температуры воды в трубопроводе ГВС и трубопроводе холодного источника (трубопроводе подпитки) согласно таблице 4, °С;

$\delta_v(Q)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете тепловой энергии (энтальпии) воды, %;

$\delta(\Delta t)$ – относительная погрешность комплекса при измерении разности температуры в подающем и обратном трубопроводе, определяемая по формулам (17), (18);

$\delta(M_{\text{от}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды на отопление в подающем или обратном трубопроводе (в зависимости от точки отбора воды на ГВС), %, определяемая по формулам (12), (13);

$\delta(\Delta t_{\text{ГВС}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении разности температуры воды в трубопроводе ГВС и трубопроводе подпитки (холодного источника), определяемая по формулам (17), (18), относительно температуры холодного источника, заданной условно-постоянной величиной, по формулам (15), (16);

$\delta(M_{\text{ГВС}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды на ГВС, %, определяемая:

– при измерении расхода в трубопроводе ГВС (подпитки) по формулам (12), (13);

– при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах по формуле

$$\delta(M_{\text{ГВС}}) = \sqrt{\left(\frac{m_{\text{под}}}{m_{\text{ГВС}}}\right)^2 \cdot \delta(M_{\text{под}})^2 + \left(\frac{m_{\text{обр}}}{m_{\text{ГВС}}}\right)^2 \cdot \delta(M_{\text{обр}})^2}, \quad (23)$$

где $\delta(M_{\text{под}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в подающем трубопроводе, %, определяемая по формуле (12), (13);

$\delta(M_{\text{обр}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в обратном трубопроводе, %, определяемая по формуле (12), (13);

$m_{\text{под}}/m_{\text{ГВС}}$ – отношение массы воды подающем трубопроводе и в трубопроводе ГВС;

$m_{\text{обр}}/m_{\text{ГВС}}$ – отношение массы воды в обратном трубопроводе и в трубопроводе ГВС.

8.8.3 Относительную погрешность ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения ($\delta(Q_{\text{ПС}})$), определяют по формуле

$$\delta(Q_{\text{ПС}}) = \sqrt{\delta_v(Q)^2 + \delta(M_{\text{под}})^2}, \quad (24)$$

где $\delta_v(Q)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете тепловой энергии (энтальпии) пара, %;

$\delta(M_{\text{под}})$ – относительная погрешность комплекса при измерении массы (массового расхода) пара в подающем трубопроводе, определяемая по формулам (12), (13).

8.8.4 Результаты считают положительными, если:

– для каждого ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах рассчитанные значения $\delta(Q)_{\text{ОВС}}$, находятся в интервалах, указанных в таблице А.1;

– для каждого ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки), а также закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов рассчитанные значения $\delta(Q_{\text{ЗВС}})$, $\delta(Q_{\text{ОВС}})$ находятся в интервалах, указанных в таблице А.1;

– для каждого ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения рассчитанные значения $\delta(Q_{\text{ПС}})$ находятся в интервалах, указанных в таблице А.1;

8.9 Определение относительной погрешности ИК электроэнергии

8.9.1 Относительную погрешность ИК электроэнергии ($\delta(W)$), %, определяют по формуле

$$\delta(W) = \sqrt{\delta_{\text{В}}(W)^2 + \delta_{\text{П}}(W)^2} \quad (25)$$

где $\delta_{\text{В}}(W)$ – предел допускаемой относительной погрешности вычислителя при расчете электроэнергии, %;

$\delta_{\text{П}}(W)$ – предел допускаемой относительной погрешности счетчика электроэнергии, %.

8.9.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК электроэнергии рассчитанные значения $\delta(W)$ находятся в интервале, указанном в таблице А.1.

8.10 Определение суточного хода часов (относительной погрешности измерения текущего времени)

8.10.1 Суточный ход часов определяют при поверке ТЭКОН-19. Относительную погрешность измерения текущего времени определяют при поверке ТЭКОН-19Б, УВП-280, ИМ2300, СПТ944, СПТ961, СПТ962, СПГ742, СПГ761, СПГ762, СПГ763.

8.11 Результаты расчетов регистрируют в протоколе поверки произвольной формы.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 При положительных результатах поверки комплекс признают пригодным к эксплуатации и оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 г. и/или регистрируют результаты в формуляре на комплекс.

9.2 При отрицательных результатах поверки комплекс признают непригодным к дальнейшей эксплуатации, выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 г. и регистрируют результаты в формуляре на комплекс.

Ведущий инженер лаб. 221 ФГУП «УНИИМ»



Е.А. Клевакин

Приложение А
(обязательное)
Метрологические характеристики комплекса учета энергоносителей
«ЭМИС-ЭСКО 2210»

Таблица А.1 – Пределы допускаемой погрешности измерительных каналов

Наименование характеристики	Значение
1	2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры жидкостей, воды и пара, °С	$\pm(0,6+0,004 \cdot t)$
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности ИК давления (ИК разности давления) пара, %	± 1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности ИК давления (ИК разности давления) жидкости, воды, %	± 2
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы (объема) жидкости в зависимости от пределов допускаемой относительной погрешности используемого ИП расхода, %: - при использовании ИП расхода с $\delta_{п}(G)$ от $\pm 0,1$ % до $\pm 0,5$ % - при использовании ИП расхода с $\delta_{п}(G)$ от $\pm 0,7$ % до $\pm 1,5$ %	$\pm 0,25$; $\pm 0,30$; $\pm 0,35$; $\pm 0,6$; $\pm 1,0$; $\pm 1,2$; $\pm 1,7$; $\pm 2,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы (объема) воды, при измерении тепловой энергии, % – в системах теплоснабжения – на источниках тепловой энергии	$\pm (2+0,02G_{\max}/G)$, но не более ± 5 %; $\pm (1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5$ %;
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы водяного пара, в диапазоне от 10 до 100 % верхнего предела ИК расхода	± 3
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах, %: – при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,5$, в диапазоне Δt от 3 до 20 °С – при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,95$, в диапазоне Δt свыше 20 до 200 °С, где $m_{\text{под}}$ и $m_{\text{обр}}$ – значения массы воды в подающем и обратном трубопроводах.	± 5 ± 4

Продолжение таблицы А.1

1	2
<p>Пределы допускаемой относительной погрешности ИК тепловой энергии закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов, а также открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) при разности температуры в обратном трубопроводе ($t_{обр}$) и трубопроводе подпитки ($t_{хи}$) ≥ 3 °С, и разности температуры (Δt) в подающем и обратном трубопроводах (в отдельном трубопроводе относительно температуры холодного источника) в диапазоне от 3 до 200 °С, %, где G_{max} – верхний предел диапазона измерений расхода в подающем трубопроводе; G – измеренное значение расхода воды; Δt_{min} – нижний предел диапазона измерений разности температуры комплекса, °С.</p>	<p>для класса 1 $\pm(2+4 \cdot \Delta t_{min}/\Delta t + 0,01 \cdot G_{max}/G)$</p> <p>для класса 2 $\pm(3+4 \cdot \Delta t_{min}/\Delta t + 0,02 \cdot G_{max}/G)$</p>
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения и систем охлаждения (класс А), %	± 3
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения (класс Б), %	
– в диапазоне расхода от 10 до 30 %	± 5
– в диапазоне расхода свыше 30 до 100 %	± 4
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК электрической энергии, %	± 2
Пределы допускаемого суточного хода часов для ТЭКОН-19, с	± 9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени для ТЭКОН-19Б, УВП-280, ИМ2300, СПТ944, СПТ961, СПТ962, СПГ742, СПГ761, СПГ762, СПГ763, %	$\pm 0,01$

Таблица А.2 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов расхода и объема, термодинамической температуры, давления газа и газовых смесей, пределы допускаемой относительной погрешности коэффициента сжимаемости в зависимости от уровня точности измерений комплекса

Наименование	Пределы допускаемой относительной погрешности, % для уровня точности						
	А	Б	В ₁	В ₂	Г ₁	Г ₂	Д
Термодинамическая температура газа	$\pm 0,2$	$\pm 0,25$	$\pm 0,3$	$\pm 0,3$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,75$
Абсолютное давление газа	$\pm 0,3$	$\pm 0,45$	$\pm 0,85$	$\pm 0,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 2,0$
Расход и объем в рабочих условиях	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
Коэффициент сжимаемости	$\pm 0,3$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	± 1
Объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям при измерении ИП объемного расхода	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	± 3
Объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям при измерении с помощью СУ	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$

Таблица А.3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК расхода и объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в зависимости от категории и класса

Категория СИКТ	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для класса		
	А	Б	В
I	±1,5	±2,5	±5,0
II	±2,0	±2,5	±5,0
III	±2,5	±3,0	±5,0
IV	±3,0	±4,0	±5,0

Таблица А.4 - Идентификационные данные программного обеспечения преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19

Идентификационные данные	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН19-М T10.06.245	ТЭКОН19-М1 T10.06.292	ТЭКОН19-М1 T10.06.292-04	ТЭКОН19-М1 T10.06.292-05
Номер версии (идентификационный номер) ПО	xx.04	xx.03	04.xx	05.xx
Цифровой идентификатор ПО	39A1B57A	8BF2C4A6	6CFB18A0	CF5A88D2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Таблица А.5 – Идентификационные данные программного обеспечения преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19

Идентификационные данные	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН19-М2 T10.06.362-05	ТЭКОН19-11 T10.06.170	ТЭКОН19-15 T10.06.319	ТЭКОН19-15 T10.06.319-05
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.xx	xx.03	03.xx	05.xx
Цифровой идентификатор ПО	4DA5342F	7AC358D4	BDD26C10	2C48153D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

Таблица А.6 - Идентификационные данные программного обеспечения преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19Б

Идентификационные данные	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН-19Б-01 T10.06.204	ТЭКОН-19Б-02 T10.06.225
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02	02
Цифровой идентификатор ПО	62E4913A	3A927CB5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Таблица А.7 - Идентификационные данные программного обеспечения вычислителей УВП-280

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.11, 3.12

Цифровой идентификатор ПО	5E84F2E7 для ПО 3.11 66AAF3DB для ПО 3.12
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица А.8 – Идентификационные данные программного обеспечения теплоэнергоконтроллеров ИМ2300

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ИМ2300
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7
Цифровой идентификатор ПО	217
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	сумма по модулю 256

Таблица А.9 – Идентификационные данные программного обеспечения тепловычислителей СПТ944, СПТ961, СПТ962

Идентификационные данные	Значение		
	СПТ944	СПТ961	СПТ962
Идентификационное наименование ПО	-	-	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.x.x.xx	02	01.0.x.xx
Цифровой идентификатор ПО	2602	2B12	F409

Таблица А.10 – Идентификационные данные программного обеспечения корректоров СПГ742, СПГ761, СПГ762

Идентификационные данные	Значение		
	СПГ742	СПГ761	СПГ762
Идентификационное наименование ПО	-	-	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	03.x.xx	2.0
Цифровой идентификатор ПО	2D48	D36A	4C0C

Таблица А.11 – Идентификационные данные программного обеспечения корректоров СПГ763

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	02
Цифровой идентификатор ПО	10D7
Алгоритм вычисления контрольной суммы	сумма по модулю 2^{16}