

ТЭКОН-20К  
Т10.00.93 РЭ ПС  
09.08.2018  
V 2.0.2



*Широкий  
диапазон  
измерений*

*Высокая  
точность  
измерений*

*Соответствие  
правилам учета  
тепловой  
энергии и  
теплоносителя*

# КОМПЛЕКС УЧЕТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ «ТЭКОН-20К»

## РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАСПОРТ

[www.emis-kip.ru](http://www.emis-kip.ru)

**ЗАО «ЭМИС»  
Челябинск  
Россия**



## СОДЕРЖАНИЕ

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА .....	4
1.1. Назначение изделия .....	4
1.2. Методы измерений.....	4
1.3. Характеристики.....	5
1.4. Состав изделия и комплектность.....	11
2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ .....	14
3 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ .....	14
4 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ .....	14
5 СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ .....	14
6 ПОВЕРКА .....	15
6.1 Общие требования .....	15
6.2 Операции поверки.....	15
6.3 Средства поверки .....	15
6.4 Требования к безопасности и квалификации поверителей .....	15
6.5 Условия поверки .....	16
6.6 Подготовка к поверке .....	16
6.7 Проведение поверки .....	16
6.8 Оформление результатов поверки .....	25
7 ТЕКУЩЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ .....	28
7.1 Ремонт .....	28
7.2 Сведения о рекламациях .....	28
8 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ .....	29
8.1 Транспортирование.....	29
8.2 Хранение.....	29
9 ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	30
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ.....	31
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СОСТАВ КОМПЛЕКСА ТЭКОН20К .....	34

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство распространяется на Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К (в дальнейшем – ТЭКОН-20К или комплекс).

Эксплуатационная документация на ТЭКОН-20К состоит из настоящего руководства по эксплуатации, совмещенного с формуляром.

Комплексы выпускаются в 5 исполнениях для газов и газовых смесей, различающихся уровнем точности измерений (А, Б, В, Г<sub>1</sub>, Г<sub>2</sub>) и не различаются по исполнению для жидкостей и пара. Комплексы состоят из следующих компонентов (средств измерений (СИ) утвержденных типов, зарегистрированных в Госреестре СИ):

- преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б;
- измерительных преобразователей (ИП) расхода с токовым, частотным, импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода жидкости в интервале  $\pm 2,0$  %; при измерении расхода пара в интервале  $\pm 2,5$  %; при измерении расхода газа и газовых смесей – в соответствии с *таблицей 1*;
- счетчиков электрической энергии с импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности в интервале  $\pm 2,0$  %;
- измерительных преобразователей абсолютного и избыточного давления с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;
- измерительных преобразователей разности давления с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;
- измерительных преобразователей температуры классов А, В, С по ГОСТ 6651, в том числе, с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом;
- барьеров искрозащиты, имеющих пределы допускаемой относительной (приведенной) погрешности в интервале  $\pm 0,1$  %.

Комплексы каждого исполнения выпускается в двух вариантах – основном и «Т», различающимися вариантом исполнения преобразователей расчетно-измерительных по условиям эксплуатации (основном или «Т» соответственно).

**Таблица 1** – Классы точности ИП в ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей

Наименование характеристики	Диапазон измерений ИП	Значение характеристики для уровня точности измерений, не ниже				
		А	Б	В	Г <sub>1</sub>	Г <sub>2</sub>
Класс ИП температуры по ГОСТ 6651	(от -73,15 до +226)°С	А	А	А	В	В
	(от -64 до +226) °С	А	А	В	В	С
	(от -50 до +151,85)°С	А	В	В	С	С
Класс точности ИП давления при температуре окружающего воздуха (20 ± 10) °С	(от 30 до 100) %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,5
	(от 50 до 100) %	0,075	0,15	0,25	0,5	0,5
	(от 70 до 100) %	0,15	0,25	0,5	0,5	0,5
Класс точности ИП разности давления при температуре окружающего воздуха (20 ± 10) °С	(от 15 до 100) %	0,05	0,075	0,075	0,15	0,15
	(от 20 до 100) %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,25
	(от 30 до 100) %	0,15	0,15	0,25	0,5	0,5
Класс точности ИП давления при условиях эксплуатации в соответствии с описанием типа на ИП	(от 70 до 100) %	0,05	0,075	0,075	0,25	0,5
Класс точности ИП разности давления при условиях эксплуатации в соответствии с описанием типа на ИП	(от 30 до 100) %	0,05	0,05	0,075	0,25	0,25
	(от 70 до 100) %	0,075	0,075	0,25	0,5	0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности ИП расхода	(от 5 до 100) %	± 0,5	± 0,75	± 1,0	± 2,0	± 1,5

Все записи в настоящем документе производят только чернилами отчетливо и аккуратно.

При вводе комплекса в эксплуатацию необходимо отметить дату ввода комплекса в эксплуатацию.

Эксплуатирующая организация несёт ответственность за ведение записей во время эксплуатации и хранения изделия.

Рекламации на комплекс с незаполненным формуляром не принимаются, гарантийный ремонт не производится, а исчисление гарантийного срока эксплуатации прекращается.

# 1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

## 1.1 Назначение изделия

Комплексы учета энергоносителей ТЭКОН-20К (в дальнейшем – ТЭКОН-20К или комплексы) предназначены для измерения температуры, давления, расхода, массы и количества жидкостей, газов и газовых смесей, измерения количества тепловой энергии в закрытых и открытых системах теплоснабжения, системах охлаждения и в отдельных трубопроводах при определении расхода методом переменного перепада давления на сужающих устройствах, с помощью осредняющих напорных трубок TORBAR и ANNUBAR 485 или расходомерами с токовыми, числовыми импульсными, частотными и цифровыми интерфейсными выходами, контроля измеряемых параметров среды, а также для измерения количества электрической энергии, в том числе по двухтарифной схеме.

Область применения – измерительные системы коммерческого учета, автоматизированного контроля и управления технологическими процессами на промышленных предприятиях, теплопунктах, теплостанциях, электростанциях, газораспределительных станциях, нефтегазодобывающих предприятиях, предприятиях коммунального хозяйства и в холодильной промышленности в условиях круглосуточной эксплуатации.

*ТЭКОН-20К зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений Российской Федерации под номером № 35615-14.*

## 1.2 Методы измерений

1.2.1 В ИК расхода, массы и объема используются расходомеры объемного расхода с унифицированными выходными сигналами, в том числе турбинные, ротационные или вихревые расходомеры или счетчики в соответствии с ГОСТ Р 8.740, ультразвуковые преобразователи расхода газа в соответствии с ГОСТ 8.611, МИ 3213, электромагнитные расходомеры, диафрагмы и сопла ИСА 1932 в соответствии с ГОСТ 8.586.5 или осредняющие напорные трубки TORBAR и ANNUBAR 485 в соответствии с МИ 3173, МИ 2667, а так же кориолисовые расходомеры массы.

1.2.2 ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей, в том числе природного и влажного нефтяного газа, кислорода, диоксида углерода, азота, аргона, водорода, ацетилена, аммиака, приведенного к стандартным условиям, осуществляют измерения в соответствии с ГОСТ 30319.1, ГОСТ Р 8.733, ГСССД МР 113, ГСССД МР 118, ГСССД МР 134.

1.2.3 ИК расхода и массы воды, нефти и нефтепродуктов осуществляют измерения в соответствии с МИ 2412-97, Р 50.2.076-2010.

1.2.4 В ИК температуры, давления, расхода, массы и объема газов и газовых смесей используются ИП расхода, температуры, давления и разности давлений в соответствии с *таблицей 1* в зависимости от уровня точности и диапазонов измерений и преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 с программным обеспечением

T10.06.292, T10.06.292-04, T10.06.292-05 или T10.06.362-05, с версией и цифровым идентификатором в соответствии с *таблицей 1.5*.

1.2.5 Для обеспечения условий эксплуатации ИП давления и разности давлений в диапазоне температуры окружающего воздуха ( $20 \pm 10$ ) °С, их устанавливают в помещении или утепленном обогреваемом шкафу.

1.2.6 ИК тепловой энергии осуществляют измерения в соответствии «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденными постановлением правительства РФ №1034 от 18.11.2013.

1.2.7 В ИК тепловой энергии используются ИП, соответствующие обязательным требованиям нормативных документов (НД), предъявляемым к теплосчетчикам и их составным частям.

1.2.8 В ИК давления, массы воды и тепловой энергии водяных систем теплоснабжения используются ИП температуры классов А и В по ГОСТ 6651, ИП разности давления класса точности не ниже 0,25 при измерении с помощью СУ или ИП объемного расхода, имеющие пределы допускаемой относительной погрешности (от  $\pm 0,5$  до  $\pm 2,0$ ) % в диапазоне расхода (от 4 до 100) % верхнего предела измерений ИП. Методика измерений соответствует ГОСТ Р 8.728.

1.2.9 В ИК давления, массы пара и тепловой энергии паровых систем теплоснабжения используются ИП температуры класса А по ГОСТ 6651, ИП давления и разности давления класса точности не ниже 0,25.

1.2.10 Результаты измерений и вычислений с применением вводимой как константа температуры холодной воды на источнике при установке у потребителей в открытых водяных системах теплоснабжения и отдельных трубопроводах могут использоваться для учёта тепловой энергии только после корректировки в соответствии с ГОСТ Р 8.592.

1.2.11 Погрешность узла учета природного газа при измерении расхода и объема, приведенных к стандартным условиям, методом перепада давления, учитывающую погрешность метода измерений и геометрию измерительного узла, определяют по МИ 3441.

### 1.3 Характеристики

1.3.1 Комплекс имеет ИК массы, объема (расхода) – до 64 шт.; ИК давления – до 64 шт.; ИК разности давления – до 64 шт.; ИК температуры – до 64 шт.; ИК электрической энергии – до 64 шт.; ИК тепловой энергии – до 64 шт. Диапазоны измерений приведены в *таблице 1.1*, погрешности ИК в *таблицах 1.2, 1.3*.

1.3.2 Комплекс обеспечивает обмен данными с ПК для конфигурирования, ввода в ручном и автоматическом режимах значений условно-постоянных параметров газа (полный и неполный компонентный состав, плотность при стандартных условиях, атмосферное давление) и передачи данных об измеренных значениях по цифровым интерфейсам RS485, RS-232, Ethernet, GSM/GPRS через встроенный интерфейс CAN-BUS, соответствующие адаптеры, выпускаемые предприятием-изготовителем, и коммуникационное оборудование информационных каналов связи.

1.3.3 Во время работы комплекс проводит измерение текущего времени, времени исправной и неисправной работы, суммирование нарастающим итогом тепловой энергии и расхода среды, а также рассчитывают средние по времени и средневзвешенные по расходу значения температуры и давления среды в трубопроводе и хранят их в виде интервальных, почасовых, суточных и месячных архивов.

**Таблица 1.1** – Диапазоны измерений параметров среды

Среда (жидкость, пар, газ)	Температура, °С	Давление, МПа (абсолютное)	Разность давлений на СУ, кПа	Масса, кг; Объем, м <sup>3</sup> ; Расход, м <sup>3</sup> /ч
Вода	от 0 до 200	от 0,1 до 5,0	от 0,01 до 5000	
Пар	от 100 до 600	от 0,1 до 30,0	от 0,01 до 5000	
Природный газ	от -23,15 до +76,85 <sup>*)</sup>	от 0,1 до 30,0 <sup>*)</sup>	от 0,01 до 3000	
Нефтяной газ	от -10 до +226	от 0,1 до 15,0	от 0,01 до 3000	
Воздух	от -50 до +120	от 0,1 до 20,0	от 0,01 до 5000	
Кислород, азот, аргон, водород, аммиак	от -73,15 до +151,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	от 10 <sup>-6</sup> до 10 <sup>6</sup>
Диоксид углерода, ацетилен	от -53,15 до +151,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	
Смесь газов	от -73,15 до +126,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	
Нефть и нефтепродукты	от -50 до +100	от 0,1 до 10,0	–	

Примечание:

\*) Для комплексов с программным обеспечением «ТЭКОН19-М1 Т10.06.292-05» или «ТЭКОН19-М2 Т10.06.362-05» версии 05.xx; для остальных комплексов диапазон измерений давления (от 0,1 до 7,5) МПа, диапазон измерений температуры (от -23,15 до +50) °С.



**Таблица 1.2** – Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры ( $\Delta_t$ ), приведенной погрешности ИК давления ( $\gamma_p$ ) и разности давления ( $\gamma_{\Delta p}$ ), относительной ( $\delta_{ИК}$ ) погрешности ИК массы, тепловой энергии жидкостей и пара, электроэнергии и суточного хода часов ( $\Delta_\tau$ )

Наименование измерительного канала	Значение
ИК температуры жидкостей и пара, ( $\Delta_t$ ), °С	$\pm(0,6+0,004 \cdot  t )$
ИК давления ( $\gamma_p$ ) и разности давления ( $\gamma_{\Delta p}$ ) жидкостей от верхнего предела ИК, %	$\pm 2$
ИК давления ( $\gamma_p$ ) и разности давления ( $\gamma_{\Delta p}$ ) пара от верхнего предела ИК, %	$\pm 1$
ИК массы жидкости в диапазоне от 4 % до 100 % верхнего предела ИК расхода, ( $\delta_{ИК}$ ) %	$\pm 2$
ИК массы пара в диапазоне от 10 % до 100 % верхнего предела ИК расхода, ( $\delta_{ИК}$ ) %	$\pm 3$
ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах, ( $\delta_{ИК}$ ) %:	
- при отношении $m_{обр}/m_{под} \leq 0,5$ , в диапазоне $\Delta t$ (от 3 до 20 включ.) °С	$\pm 5$
- при отношении $m_{обр}/m_{под} \leq 0,95$ , в диапазоне $\Delta t$ (св. 20 до 200) °С, где $m_{под}$ и $m_{обр}$ – масса воды в подающем и обратном трубопроводах.	$\pm 4$
ИК тепловой энергии закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов, а также открытых водяных систем теплоснабжения, ( $\delta_{ИК}$ ) %, при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) при разности температур в обратном трубопроводе ( $t_{обр}$ ) и трубопроводе подпитки ( $t_{хи}$ ) $\geq 1$ °С, и разности температур ( $\Delta t$ ) в подающем и обратном трубопроводах в диапазоне (от 3 до 200)°С, где $Q_{min}$ и $Q_{max}$ – пределы диапазона измерений расхода в подающем трубопроводе.	$\pm(2+12/\Delta t + 0,01 \cdot Q_{max}/Q_{min})$
ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения и систем охлаждения, ( $\delta_{ИК}$ ) %	$\pm 3$
ИК электроэнергии, ( $\delta_{ИК}$ ) %	$\pm 2$
Пределы допускаемого суточного хода часов, ( $\Delta_\tau$ ) с	$\pm 9$

**Таблица 1.3** – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК температуры, давления, массы, расхода и объема газов и газовых смесей

Наименование измерительного канала	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для уровня точности измерений				
	А	Б	В	Г1	Г2
ИК термодинамической температуры	± 0,2	± 0,25	± 0,3	± 0,5	± 0,6
ИК абсолютного давления	± 0,3	± 0,45	± 0,85	± 1,2	± 1,7
ИК массы, расхода и объема в рабочих условиях при измерении расходомерами массового и объемного расхода соответственно	± 0,5	± 0,75	± 1,5	± 2,0	± 1,5
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении расходомерами объемного расхода	± 0,75	± 1,0	± 1,5	± 2,5	± 2,5
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении методом перепада давления	± 0,5	± 0,75	± 1,0	± 1,5	± 2,0

1.3.4 В комплексах используется программное обеспечение преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, состоящее из метрологически значимой и метрологически не значимой частей. Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в **таблице 1.4**.

Доступ к изменению параметров и конфигурации комплексов защищен паролями, являющимися 8-разрядными шестнадцатеричными числами.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» по Р 50.2.077.

Программное обеспечение соответствует требованиям ГОСТ Р 8.654.

**Таблица 1.4** – Идентификационные данные программного обеспечения преобразователей расчетно-измерительных

Идентификационные данные (признаки)	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

Продолжение **таблицы 1.4**

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН19-М2 T10.06.362-05	ТЭКОН19-11 T10.06.170	ТЭКОН-19Б- 01 T10.06.204	ТЭКОН-19Б-02 T10.06.225
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.xx	xx.03	02	02
Цифровой идентификатор ПО	4DA5342F	7AC358D4	62E4913A	3A927CB5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

1.3.5 Комплекс обеспечивает свои технические характеристики при питании его от следующих источников:

- внешний источник постоянного тока напряжение, В от 18 до 36
- внешний источник постоянного тока для питания пассивных выходных сигналов ИП расхода, напряжение, В от 12 до 28
- литиевая батарея преобразователя расчетно-измерительного напряжения, В от 3,1 до 3,7

1.3.6 Потребляемая мощность определяется составом комплекса и не превышает суммарной потребляемой мощности первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных более, чем на 40 % относительно указанной в ЭД на эти СИ.

1.3.7 Изоляция электрических цепей питания выдерживает в течение 1 мин. действие испытательного напряжения практически синусоидальной формы амплитудой 1500 В, частотой от 45 до 65 Гц при нормальных климатических условиях.

1.3.8 Сопротивление изоляции электрических цепей питания первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных относительно их корпусов не менее 20 МОм при нормальных климатических условиях по ГОСТ Р 52931.

1.3.9 ИП комплекса устойчивы и прочны к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха по группам исполнения Д, преобразователи расчетно-измерительные – С3 по ГОСТ Р 52931.

1.3.10 Комплекс устойчив и прочен к воздействию атмосферного давления по группе исполнения Р1 по ГОСТ Р 52931.

1.3.11 ИП устойчивы и прочны к воздействию механических нагрузок по группе исполнения N4, преобразователи расчетно-измерительные – V1 по ГОСТ Р 52931.

1.3.12 По защищенности от воздействий окружающей среды ИП комплекса соответствуют степени защиты не хуже IP54, преобразователи расчетно-измерительные – IP20 по ГОСТ 14254.

1.3.13 Комплекс прочен к воздействию климатических факторов и механических нагрузок в транспортной таре при транспортировании автомобильным и железнодорожным транспортом, а также авиатранспортом в герметизированных и отапливаемых отсеках по ГОСТ Р 52931.

1.3.14 Габаритные размеры и масса первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных соответствуют требованиям ТУ на эти СИ.

1.3.15 Средняя наработка на отказ комплекса не менее 50000 ч. Критерием отказа является несоответствие требованиям ТУ.

1.3.16 Средний срок службы комплекса не менее 12 лет. Критерием предельного состояния является превышение затрат на ремонт свыше 50 % стоимости нового комплекта ИП и преобразователей расчетно-измерительных.

1.3.17 Среднее время восстановления работоспособного состояния комплекса не более 8 ч.

1.3.18 Первичные ИП и преобразователи расчетно-измерительные, входящие в ИК тепловой энергии водяных систем теплоснабжения соответствуют требованиям ГОСТ Р ЕН 1434-4, ГОСТ Р 51649 по электромагнитной совместимости.

#### 1.4 Состав изделия и комплектность

1.4.1 Комплекс является составным изделием. Комплектность ТЭКОН-20К приведена в *таблице 1.5*.

1.4.2 Диапазоны измерения термодинамической температуры, давления и разности давления и условия эксплуатации ИП в ИК расхода, объема (массы) газов и газовых смесей (при наличии) приведены в *таблице 1.6*.

1.4.3 Диапазоны измерения расхода и разности температур в ИК открытых водяных систем теплоснабжения (при наличии) приведены в *таблице 1.7*.

**Таблица 1.5 – Комплектность комплексов ТЭКОН-20К**

Наименование	Обозначение	Кол.
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19	ТУ 4213-060-44147075-02	1-16
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19Б	ТУ 4213-091-44147075-07	1-16
ИП расхода и счетчики электроэнергии		0-64
ИП температуры		0-64
ИП абсолютного и избыточного давления		0-64
ИП разности давления		0-64
Барьеры искрозащиты		0-256
Руководство по эксплуатации (методика поверки представлена в разделе 6 «Поверка»)	Т10.00.93 РЭ	1

**Таблица 1.6** – Диапазоны измерения температуры, давления и разности давления и условия эксплуатации ИП в ИК расхода, объема (массы) газов и газовых смесей (заполняют при наличии ИК)

№ ИК	Характеристика	Значение
	Диапазон измерения температуры	
	Диапазон измерения давления	
	Диапазон измерения расхода	
	Диапазон измерения разности давлений	
	Диапазон температуры окружающего воздуха ИП давления и разности давлений	
	Диапазон измерения температуры	
	Диапазон измерения давления	
	Диапазон измерения расхода	
	Диапазон измерения разности давлений	
	Диапазон температуры окружающего воздуха ИП давления и разности давлений	

**Таблица 1.7** – Диапазоны измерения расхода и разности температур в ИК открытых водяных систем теплоснабжения (заполняют при наличии ИК)

№ ИК	Характеристика	Значение
	Диапазон измерения разности температур	
	Диапазон измерения расхода воды в подающем трубопроводе	
	Диапазон измерения расхода воды в обратном трубопроводе	
	Диапазон измерения расхода воды в трубопроводе ГВС (подпитки)	
	Диапазон измерения разности температур	
	Диапазон измерения расхода воды в подающем трубопроводе	
	Диапазон измерения расхода воды в обратном трубопроводе	
	Диапазон измерения расхода воды в трубопроводе ГВС (подпитки)	

1.4.4 Состав комплекса определяется в зависимости от вида измерительной системы и оговаривается при заключении договора между поставщиком и потребителем измеряемой среды.

1.4.5 Состав измерительных каналов комплекса приведен в *Приложении Б*. Измерительные каналы объединены в группы по измеряемой среде и трубопроводам. В каждой группе указан порядковый номер и назначение группы, перечислены наименования измерительных каналов по *таблицам 1.2* и *1.3*, входящих в состав группы, и средства измерений, входящие в состав ИК этой группы.

Погрешности ИК приведены в *таблице 1.2* для жидкостей и пара, в *таблице 1.3* для газов и газовых смесей.

### **1.5 Маркировка, пломбирование и упаковка**

1.5.1 Все первичные ИП и преобразователи расчетно-измерительные, входящие в состав комплекса, маркированы и упакованы в соответствии с требованиями соответствующих ТУ.

1.5.2 Эксплуатационная документация на комплекс упакована в запаянный полиэтиленовый мешок, и уложена в упаковочную тару преобразователей расчетно-измерительных.

## 2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 При эксплуатации комплекса должны соблюдаться условия, указанные в технических условиях и эксплуатационной документации на все ИП и преобразователи расчетно-измерительные.

2.2 Монтаж оборудования следует выполнять в соответствии с требованиями и рекомендациями эксплуатационной документации на ИП и преобразователи расчетно-измерительные.

## 3 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

3.1 Изготовитель гарантирует соответствие комплекса требованиям технических условий при соблюдении условий эксплуатации, транспортирования и хранения всех первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных.

3.2 Гарантийные сроки хранения и эксплуатации первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных, входящих в состав комплекса, установлены производителями в ЭД СИ.

## 4 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К, заводской номер \_\_\_\_\_, уровень точности измерений \_\_\_\_\_<sup>1</sup>, в составе по *Приложению В*, соответствует требованиям технических условий ТУ 4218-093-44147075-07 и признан годным к эксплуатации.

Дата выпуска \_\_\_\_\_

Представитель Отдела метрологии \_\_\_\_\_

Представитель ОТК \_\_\_\_\_ М.П.

## 5 СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ

Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К, заводской номер \_\_\_\_\_, уровень точности измерений \_\_\_\_\_<sup>1</sup>, в составе по *Приложению В*, упакован согласно требованиям технических условий ТУ 4218-093-44147075-07.

---

<sup>1</sup> — заполняют только при наличии ИК температуры, давления, расхода, массы и объема газов и газовых смесей в составе комплекса; в остальных случаях ставят прочерк.



## 6 ПОВЕРКА

В разделе изложена методика первичной и периодической поверок. Методика распространяется на комплексы всех исполнений и модификаций с датой изготовления после 26.02.2014 включительно.

### 6.1 Общие требования

6.1.1 Поверку комплекса проводят поэлементно (расчетным методом).

6.1.2 Порядок и периодичность поверки первичных ИП и преобразователей расчетно-измерительных определены соответствующими методиками поверки.

6.1.3 Первичную поверку проводят при выпуске из производства и после ремонта. Допускается проводить замену неисправных первичных ИП поверенными однотипными без проведения поверки комплекса, при этом делается отметка в настоящем документе.

6.1.4 Периодической поверке подвергают комплексы, находящиеся в эксплуатации.

6.1.5 Поверке подлежат только ИК, имеющиеся в комплексе, в соответствии с его составом, приведенном в *Приложении В*.

6.1.6 Интервал между поверками 4 года.

### 6.2 Операции поверки

6.2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в *таблице 6.1*.

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

### 6.3 Средства поверки

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

6.3.2 Метод поверки комплекса – расчетный.

### 6.4 Требования к безопасности и квалификации поверителей

6.4.1 К поверке допускаются лица, изучившие настоящую методику, руководство по эксплуатации ТЭКОН-20К и средств поверки, прошедшие обучение в качестве поверителей средств измерений и работающие в организации, аккредитованной на право поверки.

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

## 6.5 Условия поверки

Поверку проводят в нормальных условиях:

- температура окружающего воздуха, °С  $20 \pm 10$ ;
- относительная влажность воздуха, % 30 – 80;
- атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.) От 84 до 106,7 (от 630 до 795).

**Таблица 6.1 – Перечень операций поверки**

Наименование операции	Номер пункта	Проведение операций при поверке	
		первичной	периодической
Внешний осмотр	6.7.1	да	да
Опробование	6.7.2	да	да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	6.7.3	да	да
Определение погрешностей ИК температуры	6.7.4	да	нет
Определение относительной погрешности ИК давления и разности давления	6.7.5	да	нет
Определение относительной погрешности ИК массы, расхода и объема газа (смеси газов)	6.7.6	да	нет
Определение относительной погрешности ИК массы воды и пара	6.7.7	да	нет
Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии	6.7.8	да	нет
Определение относительной погрешности ИК электроэнергии	6.7.9	да	нет
Определение суточного хода часов	6.7.10	да	нет

## 6.6 Подготовка к поверке

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

## 6.7 Проведение поверки

6.7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют:

- соответствие комплектности комплекса настоящему РЭ;
- 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.

## 6.7.2 Опробование

6.7.2.1 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 преобразователей расчетно-измерительных.

6.7.2.2 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 преобразователей расчетно-измерительных, и фактическим значениям измеряемых параметров.

## 6.7.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверка идентификационных данных программного обеспечения проводится сравнением идентификационных данных программного обеспечения на дисплеях преобразователей расчетно-измерительных из состава комплекса с идентификационными данными, указанными в **таблице 1.4**.

Результаты считают положительными, если идентификационные данные программного обеспечения соответствуют приведенным в **таблице 1.4**.

## 6.7.4 Определение погрешностей ИК температуры

6.7.4.1 Абсолютную погрешность ИК температуры жидкостей и пара ( $\Delta(t)$ ), определяют в 5 точках диапазона измерений, для ИК температуры жидкости – (0, 50, 100, 150, 200) °С, для ИК температуры пара – (100, 150, 250, 400, 600) °С по формуле:

$$\Delta(t) = \sqrt{\Delta_B(t)^2 + \Delta_{П}(t)^2 + \left(\frac{t \cdot \delta_{БИЗ}(t)}{100}\right)^2} \quad (6.1)$$

где  $\Delta_B(t)$  – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении температуры, °С,

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

$\delta_{БИЗ}(t)$  – предел допускаемой относительной погрешности барьера искрозащиты в ИК температуры, при наличии его в составе комплекса, %.

6.7.4.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения  $\Delta(t)$  во всех поверяемых точках находятся в интервале  $\pm (0,6+0,004 \cdot |t|)$ , °С,

где  $t$  – значение температуры в поверяемой точке, °С.

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

$$\delta(T) = \max\{|\Delta(t)/(t + 273,15)| \cdot 100\}, \quad (6.2)$$

где  $\Delta(t)$  – абсолютная погрешность ИК температуры, °С, определяемая по формуле (6.1) в 5 точках, равномерно распределенных по диапазону измерения температуры газа, определяемого по **таблице 1.6**, а если не указано – по **таблице 1.1** в зависимости от типа газа (смеси):

(–23,15, 0, +20, +50, +76,85) °С (Природный газ);

(–10, +20, +100, +150, +226) °С (Нефтяной газ);

(–50, 0, +50, +100, +120) °С (Воздух);

(–73, 0, +50, +100, +151,85) °С (Кислород, азот, аргон, водород, аммиак);

(–53, 0, +50, +100, +151,85) °С (Диоксид углерода, ацетилен);

(–73, 0, +50, +100, +126,85) °С (Смесь газов);

$t$  – значение температуры в поверяемой точке, °С.

6.7.4.4 Результаты считают положительными, если для каждого ИК температуры вычисленные значения  $\delta(T)$  находятся в интервалах, приведенных в **таблице 1.3** для уровня точности измерений поверяемого ИК.

6.7.5 Определение приведенной погрешности ИК давления и разности давления

6.7.5.1 Приведенную погрешность ИК давления  $\gamma(P)$ , и разности давления  $\gamma(\Delta P)$ , определяют по формулам:

$$\gamma(P) = \sqrt{\gamma_B(P)^2 + \gamma_{\Pi}(P)^2 + \gamma_D(P)^2 + \gamma_{\text{Биз}}(P)^2} \quad (6.3)$$

$$\gamma(\Delta P) = \sqrt{\gamma_B(P)^2 + \gamma_{\Pi}(\Delta P)^2 + \gamma_D(\Delta P)^2 + \gamma_{\text{Биз}}(\Delta P)^2} \quad (6.4)$$

где  $\gamma_B(P)$  – предел допускаемой приведенной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении давления и разности давления, %,

$\gamma_{\Pi}(P)$  – предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП давления, %,

$\gamma_{\Pi}(\Delta P)$  – предел допускаемой основной приведенной погрешности ИП разности давления, %,

$\gamma_D(P)$  – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (для газов по данным **таблицы 1.6**), %,

$\gamma_D(\Delta P)$  – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП разности давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки (для газов по данным **таблицы 1.6**), %,

$\gamma_{\text{Биз}}(P)$ ,  $\gamma_{\text{Биз}}(\Delta P)$  – пределы допускаемой приведенной погрешности барьеров искрозащиты в ИК давления и разности давлений соответственно, при наличии их в составе комплекса, %.

6.7.5.2 Относительную погрешность ИК давления ( $\delta(P)$ ) и разности давления ( $\delta(\Delta P)$ ) газов и газовых смесей определяют по формулам:

$$\delta(P) = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{min}}} \cdot \gamma(P) \quad (6.5)$$

$$\delta(\Delta P) = \frac{\Delta P_{\text{max}}}{\Delta P_{\text{min}}} \cdot \gamma(\Delta P) \quad (6.6)$$

$P_{\text{min}}$ ,  $P_{\text{max}}$  – нижний и верхний пределы диапазона измерений давления в одинаковых единицах, определяемые по **таблице 1.6**,

$\Delta P_{\text{min}}$ ,  $\Delta P_{\text{max}}$  – нижний и верхний пределы диапазона измерений разности давления в одинаковых единицах измерений.

6.7.5.3 Результаты считают положительными, если рассчитанные значения  $\gamma(P)$  и  $\gamma(\Delta P)$  для каждого ИК давления и разности давления находятся в интервале  $\pm 2\%$  для жидкости и  $\pm 1\%$  для пара, и рассчитанные значения  $\delta(P)$ ,  $\delta(\Delta P)$  для каждого ИК давления и разности давления газа (смеси газов) находятся в интервалах, приведенных в **таблице 1.3** для уровня точности измерений поверяемого ИК.

6.7.6 Определение относительной погрешности ИК массы, расхода и объема газа

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

$$\delta(V) = \sqrt{\delta_V(V)^2 + \delta(T)^2 + \delta(P)^2 + \delta(G)^2}, \quad (6.7)$$

где  $\delta_V(V)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете массы или объема газа, приведенного к стандартным условиям по измеренным значениям температуры, давления, объемного расхода в рабочих условиях или разности давлений на СУ, %.

$\delta(T)$  – относительная погрешность ИК термодинамической температуры газа (смеси газов), определяемая по формуле (6.1)

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

- при измерении ИП абсолютного давления по формуле (6.5),
- при измерении ИП избыточного и атмосферного давления по формуле (6.8)
- при измерении ИП избыточного давления и принятии атмосферного давления условно-постоянной величиной по формуле (6.9)

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{max}^{изб} + P_{max}^{атм})^2 \cdot \gamma_B(P)^2 + P_{max}^{изб}^2 \cdot (\gamma_{ПИ}(P)^2 + \gamma_{ДИ}(P)^2) + P_{max}^{атм}^2 \cdot (\gamma_{ПА}(P)^2 + \gamma_{ДА}(P)^2)}}{(P_{min}^{изб} + P_{min}^{атм})} \quad (6.8)$$

$$\delta(P) = \frac{\sqrt{(P_{max}^{изб} + P_{max}^{атм})^2 \cdot \gamma_B(P)^2 + P_{max}^{изб}^2 \cdot (\gamma_{ПИ}(P)^2 + \gamma_{ДИ}(P)^2) + \frac{1}{6} P_{max}^{атм}^2 \cdot \left(\frac{P_{max}^{атм} - P_{min}^{атм}}{P_{max}^{атм} + P_{min}^{атм}}\right) \cdot 100)^2}}{(P_{min}^{изб} + P_{min}^{атм})} \quad (6.9)$$

где  $\gamma_B(P)$  – предел допускаемой приведенной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении давления, %,

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

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

$\gamma_{ДИ}(P)$  – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП избыточного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки по данным *таблицы 1.7*, %,

$\gamma_{ДА}(P)$  – предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности ИП атмосферного давления при изменении температуры окружающего воздуха в диапазоне условий эксплуатации ИП в месте его установки по данным *таблицы 1.7*, %,

$P_{min}^{изб}$ ,  $P_{max}^{изб}$  – нижний и верхний пределы диапазона измерений избыточного давления, кПа,

$P_{min}^{атм}$ ,  $P_{max}^{атм}$  – нижний и верхний пределы диапазона измерений атмосферного давления, кПа,

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

- при измерении с помощью СУ по формуле (6.10);
- при измерении расходомером по формуле (6.11) в диапазоне расхода по данным *таблицы 1.6*

$$\delta(G) = 0,5 \cdot \delta(\Delta P), \quad (6.10)$$

$$\delta(G) = \sqrt{\delta_B(G)^2 + \delta_{II}(G)^2 + \delta_{Биз}(G)^2}, \quad (6.11)$$

где  $\delta(\Delta P)$  – относительная погрешность ИК разности давления, определяемая по формуле (6.6), %,

$\delta_B(G)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении расхода расходомером, %,

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

$\delta_{Биз}(G)$  – предел допускаемой относительной погрешности барьера искрозащиты в ИК расхода (объема), при наличии его в составе комплекса, %.

6.7.6.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК массы, расхода и объема газа (смеси газов) рассчитанные значения  $\delta(G)$  и  $\delta(V)$  находятся в интервалах, приведенных в *таблице 1.3*.

6.7.7 Определение относительной погрешности ИК массы воды и пара

6.7.7.1 Относительную погрешность ИК массы жидкости и пара ( $\delta(M)$ ) определяют по формуле:

$$\delta(M) = \sqrt{\delta_B(M)^2 + \delta(G)^2} \quad (6.12)$$

где  $\delta_B(M)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете массы, %,

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

- при измерении с помощью СУ по формуле (6.10).
- при измерении расходомером по формуле (6.11)

6.7.6.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК массы жидкости и пара рассчитанные значения  $\delta(M)$  находятся в интервале  $\pm 2\%$  для ИК массы воды и в интервале  $\pm 3\%$  для ИК массы пара.

## 6.7.8 Определение относительной погрешности ИК тепловой энергии

6.7.8.1 Относительную погрешность ИК тепловой энергии закрытых водяных систем теплоснабжения и отдельных трубопроводов ( $\delta(Q_{звс})$ ) определяют в 5 точках диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводе (3, 10, 50, 145, 195) °С по формуле:

$$\delta(Q_{звс}) = \sqrt{\delta_B(Q)^2 + \delta(\Delta t)^2 + \delta(M)^2}, \quad (6.13)$$

где  $\delta_B(Q)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии воды, %,

$\delta(M)$  – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды, определяемая по формуле (6.12),

$\delta(\Delta t)$  – относительная погрешность комплекса, %, при измерении разности температур, определяемая:

– в отдельном трубопроводе относительно температуры холодного источника, заданной условно-постоянной величиной, по формуле:

$$\delta(\Delta t) = \frac{\sqrt{\Delta_B(t)^2 + \Delta_{П}(t_{гвс})^2}}{\Delta t} \cdot 100, \quad (6.14)$$

где  $\Delta t$  – значение разности температур в поверяемой точке относительно температуры холодного источника, °С.

$\Delta_B t$  – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при измерении температуры, °С,

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

– между двумя трубопроводами закрытых и открытых систем теплоснабжения по формуле:

$$\delta(\Delta t) = \frac{\sqrt{2 \cdot \Delta_B(t)^2 + \Delta_{П}(\Delta t)^2}}{\Delta t} \cdot 100, \quad (6.15)$$

где  $\Delta t$  – значение разности температур в поверяемой точке, °С,

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

– при измерении разности температур в соответствии с описанием типа на ИП,

– при измерении двумя независимыми ИП температуры по формуле:

$$\Delta_{П}(\Delta t) = \sqrt{\Delta_{П}(t_1)^2 + \Delta_{П}(t_2)^2}, \quad (6.16)$$

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



6.7.8.2 Относительную погрешность ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения ( $\delta(Q_{\text{ОВС}})$ ) определяют по формуле (6.17):

- при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) в 5 точках диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводе (3, 10, 50, 145, 195) °С при отношении масс воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления в одинаковых единицах  $m_{\text{ГВС}}/m_{\text{от}} = 0,05$ , при температуре воды в подающем трубопроводе  $t_{\text{под}} = 200$  °С, в трубопроводе ГВС  $t_{\text{ГВС}} = 65$  °С и в трубопроводе подпитки  $t_{\text{хп}} = 5$  °С ;
- при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах для каждого диапазона измерений разности температур в подающем и обратном трубопроводах (от 3 до 20) °С, (свыше 20 до 200) °С, в точках, выбранных в соответствии с **таблицей 6.2**; при этом значение массы воды в контуре отопления ( $m_{\text{от}}$ ) принимают равным массе воды в подающем трубопроводе ( $m_{\text{под}}$ ) (отбор воды на ГВС из обратного трубопровода); значение массы воды в трубопроводе ГВС ( $m_{\text{ГВС}}$ ) принимают равным разности масс воды в подающем ( $m_{\text{под}}$ ) и обратном ( $m_{\text{обр}}$ ) трубопроводах.

**Таблица 6.2** – Данные для определения относительной погрешности

Диапазон измерений $\Delta t$ , °С	$m_{\text{ГВС}}/m_{\text{от}}$	$\Delta t$ , °С	$(t_{\text{ГВС}} - t_{\text{хп}})$ , °С
3 - 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
20 - 200	0,1	40	60
	1,0	40	50
	0,1	100	40
	1,0	100	30
	0,1	180	10
	1,0	190	5

$$\delta(Q_{\text{ОВС}}) = \sqrt{\delta_{\text{В}}(Q)^2 + k_{\text{от}}^2 \cdot (\delta(\Delta t))^2 + \delta(M_{\text{от}})^2} + k_{\text{ГВС}}^2 \cdot (\delta(\Delta t_{\text{ГВС}})^2 + \delta(M_{\text{ГВС}})^2), \quad (6.17)$$

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

$$k_{\text{от}} = \frac{\Delta t}{m_{\text{от}}(t_{\text{ГВС}} - t_{\text{хп}}) + \Delta t} \quad (6.18)$$

$$k_{\text{ГВС}} = \frac{\frac{m_{\text{ГВС}}}{m_{\text{ОТ}}}(t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХИ}})}{\frac{m_{\text{ГВС}}}{m_{\text{ОТ}}}(t_{\text{ГВС}} - t_{\text{ХИ}}) + \Delta t} \quad (6.19)$$

где  $m_{\text{ГВС}}/m_{\text{ОТ}}$  – отношение масс воды в трубопроводе ГВС и в контуре отопления в одинаковых единицах,

$\Delta t$  – разность температур воды в подающем и обратном трубопроводе, °С,

$t_{\text{ГВС}}$  – верхний предел диапазона измерений температуры ГВС, °С,

$t_{\text{ГВС}}$  – температура холодного источника (в трубопроводе подпитки), °С,

$\delta_{\text{в}}(Q)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии воды, %,

$\delta(\Delta t)$  – относительная погрешность комплекса при измерении разности температур в подающем и обратном трубопроводе, определяемая по формуле (6.16),

$\delta(M_{\text{ОТ}})$  – 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 формуле (6.12),

$\delta(\Delta t_{\text{ГВС}})$  – относительная погрешность комплекса при измерении разности температур воды в трубопроводе ГВС и трубопроводе подпитки (холодного источника), определяемая по формуле (6.14),

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

- при измерении расхода в трубопроводе ГВС (подпитки) по формуле (6.12),
- при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах по формуле:

$$\delta(M_{\text{ГВС}}) = \sqrt{\left(\frac{m_{\text{под}}}{m_{\text{ГВС}}}\right)^2 \cdot \delta(M_{\text{под}})^2 + \left(\frac{m_{\text{обр}}}{m_{\text{ГВС}}}\right)^2 \cdot \delta(M_{\text{обр}})^2}, \quad (6.20)$$

где  $\delta(M_{\text{под}})$  – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в подающем трубопроводе, %, определяемая по формуле (6.12),

$\delta(M_{\text{обр}})$  – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) воды в обратном трубопроводе, %, определяемая по формуле (6.10),

$m_{\text{под}}/m_{\text{ГВС}}$  – отношение масс воды подающем трубопроводе и в трубопроводе ГВС в одинаковых единицах,

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

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

$$\delta(Q_{\text{ПС}}) = \sqrt{\delta_{\text{в}}(Q)^2 + \delta_{\text{в}}(M_{\text{под}})^2}, \quad (6.21)$$

где  $\delta_{\text{в}}(Q)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете тепловой энергии пара, %,

$\delta(M_{\text{под}})$  – относительная погрешность комплекса при измерении массы (расхода) пара в подающем трубопроводе, определяемая по формуле (6.12).

6.7.8.4 Результаты считают положительными, если:

- для каждого ИК открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах рассчитанные значения  $\delta(Q_{\text{ОВС}})$ , %, во всех поверяемых точках находятся в интервалах:
  - при отношении  $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,5$ , в диапазоне  $\Delta t$  (от 3 до 20 °С), % .....±5
  - при отношении  $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,95$ , в диапазоне  $\Delta t$  (свыше 20 до 200) °С, % ... ± 4,
 где  $m_{\text{под}}$ ,  $m_{\text{обр}}$  – масса воды в подающем и обратном трубопроводах соответственно, в одинаковых единицах;

$\Delta t$  – разность температур в подающем и обратном трубопроводах, °С

- для каждого ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения рассчитанные значения ( $\delta(Q_{\text{ПС}})$ ) находятся в интервале  $\pm 3$  %.

6.7.9 Определение относительной погрешности ИК электроэнергии

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

$$\delta(W) = \sqrt{\delta_{\text{в}}(W)^2 + \delta_{\text{п}}(W)^2} \quad (6.22)$$

где  $\delta_{\text{в}}(W)$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расчетно-измерительного при расчете электроэнергии, %,

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

6.7.9.2 Результаты считают положительными, если для каждого ИК электроэнергии рассчитанные значения  $\delta(W)$  находятся в интервале  $\pm 2$ %.

6.7.10 Определение суточного хода часов

6.7.10.1 Суточный ход часов комплекса определяют при проверке преобразователей расчетно-измерительных.

6.7.11 Результаты расчета регистрируют в протоколе проверки произвольной формы.

## 6.8 Оформление результатов поверки

6.8.1 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. или регистрируют результаты в *таблице 6.3*.

**6.8.2** 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 *таблице 6.3*.

*Таблица 6.3 – Результаты поверки комплекса*

<b>Дата поверки</b>	<b>Результаты поверки</b>	<b>Дата следующей поверки</b>	<b>Подпись поверителя и знак поверки</b>

## 7 ТЕКУЩЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

### 7.1 Ремонт

7.1.1 Ремонт комплекса производится на предприятии-изготовителе.

### 7.2 Сведения о рекламациях

7.2.1 При обнаружении неисправности комплекса в период действия гарантийных обязательств, а также при обнаружении некомплектности при первичной приемке комплекса, потребитель должен выслать в адрес предприятия-изготовителя письменное извещение со следующими сведениями:

заводской номер комплекса, дата выпуска и дата ввода комплекса в эксплуатацию; сведения о наличии пломб предприятия-изготовителя; сведения о характере дефекта (или некомплектности); сведения о наличии у потребителя контрольно-измерительной аппаратуры для проверки комплекса; адрес, по которому должен прибыть представитель предприятия-изготовителя, номер телефона.

7.2.2 При обнаружении неисправности комплекса по истечении гарантийных сроков, потребитель должен выслать в адрес предприятия-изготовителя неисправные ИП и преобразователи расчетно-измерительные с заполненными формулярами и формуляром на комплекс с письменным извещением и описанием дефекта.

7.2.3 Адрес предприятия-изготовителя: 456510, Челябинская область, Сосновский район, д. Казанцево, ул. Производственная, 7/1

7.2.4 Рекламации регистрируют в **таблице 7.1**

**Таблица 7.1 – Регистрация рекламаций**

Дата предъявления рекламации	Краткое содержание	Меры, принятые по рекламации

## **8 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ**

### **8.1 Транспортирование**

8.1.1 Транспортирование упакованного комплекса должно производиться в крытых транспортных средствах всеми видами транспорта, авиатранспортом только в герметизированных и отапливаемых отсеках.

### **8.2 Хранение**

8.2.1 Хранение комплекса должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52931.

**9 ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ***Таблица 9.1- Движение изделия при эксплуатации*

<b>Откуда</b>	<b>Номер и дата наряда</b>	<b>Должность и подпись лица, ответственного за приемку</b>	<b>Куда</b>	<b>Номер и дата наряда</b>	<b>Должность и подпись лица, ответственного за отправку</b>



ПРИЛОЖЕНИЕ А  
ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа	Наименование документа	Номер пункта
ГОСТ 6651-2009	ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний	Введение, таблица 1, 1.2.8, 1.2.9
ГОСТ Р 8.740-2011	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков	1.2.1
ГОСТ 8.611-2013	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода	1.2.1
МИ 3213-2009	ГСИ. Расход и объем газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. Рекомендация	1.2.1
ГОСТ 8.586.5-2005	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений	1.2.1
МИ 3173-2008	ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью осредняющих напорных трубок «TORBAR»	1.2.1
МИ 2667-2011	МИ 2667-2011 Рекомендация. ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика измерений с помощью осредняющих напорных трубок "ANNUBAR DIAMOND II+", "ANNUBAR 285", "ANNUBAR 485", "ANNUBAR 585". Основные положения	1.2.1
ГОСТ 30319.1-2015	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения	1.2.2

Обозначение документа	Наименование документа	Номер пункта
ГОСТ Р 8.733-2011	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с Изменением N 1)	1.2.2
ГСССД МР 113-03	ГСССД МР 113-03 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа	1.2.2
ГСССД МР 118-05	Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей.	1.2.2
ГСССД МР 134-07	Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости азота, ацетилен, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода	1.2.2
МИ 2412-97	ГСИ. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя	1.2.3
Р 50.2.076-2010	ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения	1.2.3
Постановление правительства РФ №1034 от 18.11.2013	Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя	1.2.6
ГОСТ Р 8.728-2010	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Оценивание погрешностей измерений тепловой энергии и массы теплоносителя в водяных системах теплоснабжения	1.2.6
ГОСТ Р 8.592-2002	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Тепловая энергия, потребленная абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений	1.2.10
МИ 3441-2014	Расход и количество природных газов. Методика измерений с помощью стандартных диафрагм. ВНИИМС	1.2.11

Обозначение документа	Наименование документа	Номер пункта
Р 50.2.077-2014	ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения	1.3.4
ГОСТ Р 8.654-2015	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения	1.3.4
ГОСТ Р 52931-2008	Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия	1.3.8, 1.3.9, 1.3.10, 1.3.11, 1.3.13, 8.2.1
ГОСТ 14254-2015	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)	1.3.12
ГОСТ Р ЕН 1434-4-2011	Теплосчетчики. Часть 4. Испытания в целях утверждения типа	1.3.18
ГОСТ Р 51649-2014	Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия	1.3.18
Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н	Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок	6.4.2
ГОСТ 12.2.007.0-75	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)	6.4.2
ГОСТ 12.1.019-2009	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты	6.4.2
ГОСТ 12.2.091-2012	Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования	6.4.2
Приказ Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 г	Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке	6.8.1, 6.8.2

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ  
ИЗМЕРЕНИЙ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

## СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.32.373.A № 54293/1

Срок действия до 26 февраля 2019 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ  
Комплексы учета энергоносителей ТЭКОН-20К

ИЗГОТОВИТЕЛЬ  
Общество с ограниченной ответственностью "КРЕЙТ" (ООО "КРЕЙТ"),  
г. Екатеринбург;  
Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-внедренческое  
предприятие КРЕЙТ" (ООО "ИВП КРЕЙТ"), г. Екатеринбург;  
Акционерное общество "Промышленная группа "Метран" (АО "ПГ "Метран"),  
г. Челябинск;  
Закрытое акционерное общество "Электронные и механические  
измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС"), д. Казанцево, Челябинская обл.

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 35615-14

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
Т10.00.93 РЭ, раздел 6 с изменением №1

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Свидетельство об утверждении типа переоформлено приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 04 июля 2017 г. № 1460

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.


Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

С.С.Годубев


..... 2017 г.

Серия СИ № 029958





**ЗАО «ЭМИС»**  
Российская Федерация,  
454091, Челябинск, пр.  
Ленина, 3, офис 308



**Служба продаж**  
Тел. (351) 729-99-12  
(многоканальный)  
(351) 729-99-16  
[sales@emis-kip.ru](mailto:sales@emis-kip.ru)

**Служба технической  
поддержки и сервиса**  
Тел. (351) 729-99-12  
доб.(741), (744), (763), (756)  
[support@emis-kip.ru](mailto:support@emis-kip.ru)