

## По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Калининград +7 (4012) 72-21-36	Новороссийск +7 (8617) 30-82-64	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астана +7 (7172) 69-68-15	Калуга +7 (4842) 33-35-03	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Киров +7 (8332) 20-58-70	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сызрань +7 (8464) 33-50-64
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Сыктывкар +7 (8212) 28-83-02
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Курск +7 (4712) 23-80-45	Первоуральск +7 (3439) 26-01-18	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владимир +7 (4922) 49-51-33	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Воронеж +7 (4732) 12-26-70	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Иваново +7 (4932) 70-02-95	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саранск +7 (8342) 22-95-16	Чебоксары +7 (8352) 28-50-89
Иркутск +7 (3952) 56-24-09	Нижневартовск +7 (3466) 48-22-23	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
Йошкар-Ола +7 (8362) 38-66-61	Нижнекамск +7 (8555) 24-47-85	Смоленск +7 (4812) 51-55-32	Череповец +7 (8202) 49-07-18
Казань +7 (843) 207-19-05			Ярославль +7 (4852) 67-02-35

сайт: [enha.pro-solution.ru](http://enha.pro-solution.ru) | эл. почта: [ptf@pro-solution.ru](mailto:ptf@pro-solution.ru)  
телефон: 8 800 511 88 70

## СЧЕТЧИК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

«ЕНХА-М»

Руководство по эксплуатации

## 1 Введение

1.1 Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) предназначено для изучения устройства, принципа действия, правил монтажа, эксплуатации и технического обслуживания счетчика тепловой энергии (в дальнейшем – теплосчетчик) «ЕНХА-М» в части турбинных преобразователей расхода, входящих в комплект теплосчетчика, и комплекта в целом.

1.2 При изучении, монтаже и эксплуатации теплосчетчика необходимо дополнительно использовать эксплуатационную документацию на следующие его составные части:

- эксплуатационная документация на комплект или согласованную пару термопреобразователей сопротивления медных или платиновых – при наличии в комплекте;
- то же, на кварцевые термопреобразователи (датчики) с частотным выходным сигналом – при наличии в комплекте;
- то же, на термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом – при наличии в комплекте;
- то же, на измерительные преобразователи (датчики) избыточного давления – при наличии в комплекте;
- вторичный прибор теплоэнергоконтроллер ИМ2300. Руководство по эксплуатации ИМ23.00.001 РЭ – при наличии в комплекте;
- то же. Паспорт. ИМ23.00.00.001 ПС;
- вычислитель ИРГА-2.3. Паспорт. КД 95.1.00.00.00 ПС – при наличии в комплекте.

1.3 Пример записи обозначения теплосчетчика при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен.

«Счетчик тепловой энергии ЕНХА-М-XXX-XX. Е-477-00-01 ТУ», где XXX – исполнение ТПР по Ду; XX – 01...04 – количество ТПР в составе теплосчетчика.

1.4 Теплосчетчик поставляется на основании технических условий, выдаваемых поставщиком тепловой энергии или опросного листа, заполняемого заказчиком.

## 2 Назначение

2.1 Теплосчетчик предназначен для коммерческого учета отпущенной или потребленной тепловой энергии и теплоносителя в соответствии с «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя», Москва, 1995 (в дальнейшем «Правила») и технологического контроля параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения при температуре в подающем трубопроводе от +30 °С до +150 °С, в обратном – от +5 °С до +130 °С.

2.2 Требования к воде, используемой в качестве теплоносителя, должны соответствовать нормативно-технической документации, действующей в части теплоносителя для водяных систем теплоснабжения.

2.3 Теплосчетчик, в зависимости от выбранного для комплектации вторичного прибора (вычислителя), имеет возможность совместной работы со следующими составными частями:

2.3.1 Турбинными преобразователями расхода (в дальнейшем – ТПР) типа РТФ или РNF по ТУ 38.45910240-00 с преобразователем сигналов индукционным ПСИ-90Ф по ТУ 107-99 (в дальнейшем – преобразователь ПСИ-90Ф);

2.3.2 Термопреобразователями сопротивления платиновыми ТСП или медными ТСМ с

ГОСТ 6651, или комплектами термопреобразователей сопротивления для измерения разности температур с аналогичными НСХ.

2.3.3 Термопреобразователями с унифицированными токовыми выходными сигналами 0-5 мА или 4-20 мА по ГОСТ 26.011.

2.3.4 Датчиками температуры или термопреобразователями с частотным выходным сигналом.

2.3.5 Преобразователями избыточного давления (по требованию заказчика) с унифицированными токовыми выходными сигналами 0-5 мА, или 4-20 мА по ГОСТ 26.011.

2.3.6 Вторичными приборами (в дальнейшем – вычислители):

- теплоэнергоконтроллером ИМ2300 по ИМ23.00.00.001 ТУ;
- вычислителем количеств энергоносителей ИРГА-2.3 по ТУ 97.1.01.01.01.

2.4 Допускается использование в комплекте теплосчетчика вычислителей других типов, удовлетворяющих требованиям «Правил», имеющих возможность согласования их входных цепей с выходными сигналами первичных преобразователей, применяемых в составе теплосчетчика.

2.5 Выбор составных частей теплосчетчика, кроме ТПР, осуществляется исходя из наличия, экономической целесообразности, их функциональных возможностей.

2.6 Рекомендуемые типы первичных преобразователей приведены в разделе «Комплектность».

### 3 Технические данные

3.1 Технические данные теплосчетчика.

3.1.1 Теплосчетчики обеспечивают возможность организации узлов учета тепловой энергии и теплоносителя в следующих системах теплоснабжения, теплопотребления, горячего водоснабжения.

3.1.1.1 Система теплоснабжения на источнике теплоты (в дальнейшем – ТСИТ).

3.1.1.2 Закрытая система теплопотребления (в дальнейшем – ЗТП), с измерением расхода воды:

- в подающем и обратном трубопроводах (ЗТП-1-2);
- в подающем трубопроводе (ЗТП-1);
- в обратном трубопроводе (ЗТП-2).

3.1.1.3 Открытая система теплопотребления (в дальнейшем – ОТП).

3.1.1.4 Система горячего водоснабжения (в дальнейшем – ГВС): с подающим и циркуляционным трубопроводом.

3.1.2 При измерении тепловой энергии в ОТП и ГВС значение температуры холодной воды определяется договором между поставщиком и потребителем тепловой энергии, должно соответствовать ее среднегодовому значению и программируется в вычислителе в качестве условно-постоянной величины.

3.1.3 Вычислитель теплосчетчика осуществляет измерение (вычисление) и индикацию следующих параметров теплоносителя:

- потребленная или отпущенная тепловая энергия (нарастающим итогом), кал (Дж) с соответствующими десятичными приставками;
- тепловая мощность, кал/ч (Вт) с соответствующими десятичными приставками;
- температура теплоносителя в подающем и обратном (циркуляционном) трубопроводе, °С;
- объемный (массовый) расход теплоносителя в подающем, обратном или циркуляционном, подпиточном трубопроводе, м<sup>3</sup>/ч (т/ч);
- объем (масса) теплоносителя в подающем, обратном или циркуляционном, подпиточном трубопроводах нарастающим итогом, м<sup>3</sup> (т);

- давление в одном или двух трубопроводах тепловой сети (по требованию заказчика), МПа (кгс/см<sup>2</sup>);
- время работы узла учета, час.

3.1.4 Вычислитель теплосчетчика обеспечивает регистрацию (архивирование в памяти вычислителя) следующих параметров теплоносителя с целью их считывания и получения распечатки отчета о ходе измерения во времени:

- потребленная или отпущенная тепловая энергия;
- объем (масса) теплоносителя, потребленного или отпущенного по подающему трубопроводу и возвращенного по обратному трубопроводу;
- то же, за каждый час;
- среднечасовое и среднесуточное значения температур воды в подающем и обратном трубопроводах;
- время работы узла учета;

дополнительно для теплосчетчиков, используемых в системах теплоснабжения на источнике теплоты:

- объем (масса) воды, расходуемой на подпитку системы теплоснабжения;
- то же, за каждый час;
- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;
- среднечасовое и среднесуточное значение температуры в трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;

среднечасовое значение давления воды в подающем, обратном трубопроводах и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;

дополнительно для теплосчетчиков, используемых в открытых системах теплопотребления:

- объем (масса) воды, израсходованной на водоразбор в системах ГВС;
- среднечасовое значение давления воды в подающем и обратном трубопроводах зла учета.

3.1.5 Число регистрируемых параметров теплоэнергоконтроллером ИМ2300 не более 8 (по выбору заказчика), сбор зарегистрированных данных осуществляется на месте станочки прибора с помощью считывателя архива ИМ2330 или ПЭВМ класса NOTEBOOK по интерфейсу RS 232. Считывание архива, предоставление данных в графическом виде и формирование отчетов производится в программной среде ИМ2300, которая использует электронный паспорт прибора, в ПЭВМ IBM с принтером.

3.1.6 Просмотр архива вычислителя ИРГА-2.3 может осуществляться как непосредственно на индикаторе вычислителя, так и с применением ПЭВМ. Распечатка архивных данных осуществляется принтером, подключаемым непосредственно к вычислителю через параллельный интерфейс.

3.1.7 Номинальные статистические характеристики (в дальнейшем – НСХ) преобразования (вычисления) тепловой энергии и количества теплоносителя вычислителями соответствуют требованиям «Правил» и «Рекомендации ГСИ. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя. МИ 2412-97».

3.1.8 НСХ преобразования объемного расхода воды ТПП определяется уравнением:

$$Q = \frac{3600}{K_{cp}} \times \frac{\Delta N_i}{\Delta \tau} \quad (3.1)$$

где:

$Q$  – значение объемного расхода воды, протекающей через ТПП, м<sup>3</sup>/ч;

$K_{cp}$  – среднее значение коэффициента преобразования ТПР, определяемое при его калибровке, имп/м<sup>3</sup>;

$\Delta N_i$  – число импульсов в  $i$ -цикле измерения с выхода ПСИ-90Ф за время  $\Delta \tau$ ;

$\Delta \tau$  – интервал времени одного цикла измерения вычислителя, определяемый его программой, с;

3.1.9 НСХ преобразования объема воды, протекающей через ТПР, определяется уравнением:

$$V = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta N_i}{K_{cp}}, \quad (3.2)$$

где:

$V$  – измеренный объем воды, м<sup>3</sup>;

$\Delta N_i, K_{cp}$  – в соответствии с формулой (3.1);

$n = \frac{\tau}{\Delta \tau}$  – число циклов измерения за время  $\tau$ ;

3.1.10 НСХ термопреобразователей сопротивления определяется в соответствии с ГОСТ 6651.

3.1.11 НСХ термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом определяется уравнением:

$$t_{изм} = \frac{t_{вн} - t_{нп}}{I_{внт} - I_{нпт}} (I_{ит} - I_{нтт}), \quad (3.3)$$

где

$t_{изм}$  – значение измеряемой температуры, °С;

$t_{вн}, t_{нп}$  – верхний и нижний пределы измерения температуры термопреобразователем, °С;

$I_{внт}, I_{нпт}$  – верхний и нижний пределы выходного токового сигнала термопреобразователя, мА;

$I_{ит}$  – выходной ток термопреобразователя, соответствующий измеряемой температуре.

3.1.12 НСХ кварцевых термопреобразователей с частотным выходным сигналом определяется их индивидуальной градуировкой и соответствует техническим условиям предприятия-изготовителя.

3.1.13 НСХ преобразователей давления с унифицированным токовым выходным сигналом определяется уравнением:

$$P_{изм} = \frac{P_{вп} - P_{нп}}{I_{впд} - I_{нпд}} (I_{ид} - I_{нд}), \quad (3.4)$$

где

$P_{изм}$  – значение измеряемого давления, кПа или МПа, или кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{вн}$ ,  $P_{ни}$  – верхний и нижний пределы измерения давления преобразователем давления, кПа или МПа, или кгс/см<sup>2</sup>;

$I_{внд}$ ,  $I_{нид}$  – верхний и нижний пределы выходного токового сигнала преобразователя давления, мА;

$I_{ид}$  – выходной ток преобразователя, соответствующий измеряемому давлению.

3.1.14 Исполнения теплосчетчиков, пределы измерения объемного расхода воды, тепловой мощности, значения потери напора на ТПР соответствуют таблице 1.

Таблица 1

Исполнение теплосчетчика	Характеристики ТПР					Потеря авления при номин. расходе, МПа	$\Delta t_{н-о}$ , °C	Пределы измерения тепловой мощности (теплового потока), Гкал/ч
	Типо-размер ТПР	Пределы измерения расхода теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч						
		$Q_{min}$	$0,1 Q_{ном}$	$Q_{ном}$	$Q_{max}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЕНХА-М-015-XX	РТФ-015	0,5	0,5	5	6	0,08	30	0,015-0,18
							50	0,025-0,30
ЕНХА-М-020-XX	РТФ-020	0,6	1,1	11	15	0,075	30	0,018-0,45
							50	0,030-0,75
ЕНХА-М-025-XX	РТФ-025	0,8	1,6	16	20	0,075	30	0,024-0,60
							50	0,040-1,00
ЕНХА-М-040-XX	РТФ-040	1,5	4,0	40	45	0,05	30	0,045-1,35
							50	0,075-2,25
ЕНХА-М-050-XX	РТФ-050	2,8	7,1	71	75	0,05	30	0,084-2,25
							50	0,14-3,75
ЕНХА-М-080-XX	РТФ-080	6,0	15,5	155	160	0,05	30	0,18-4,80
							50	0,30-8,0
ЕНХА-М-100-XX	PNF-100	13	28	280	340	0,065	30	0,39-10,2
							50	0,65-17,0
ЕНХА-М-150-XX	PNF-150	32	70	700	820	0,04	30	0,96-24,6
							50	1,60-41,0
ЕНХА-М-200-XX	PNF-200	56	120	1200	1400	0,035	30	1,68-42,0
							50	2,80-70,0

**Примечания:**

Т.1.1  $\Delta t_{н-о}$  – разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах;

Т.1.2 Диапазон расходов от  $Q_{ном}$  до  $Q_{max}$  – кратковременно допустимый, не более 1 часа в сутки.

3.1.15 Диапазоны измерения температур:

- сетевой воды – от 1 °C до 150 °C;
- подпиточной воды – от 1 °C до 100 °C.

3.1.6 Диапазон измерения избыточного давления от 0 до 1,0 МПа.

3.2 Погрешность измерения теплосчетчиком параметров теплоносителя.

3.2.7 Класс теплосчетчиков – А по ГОСТ Р 51649.

Межповерочный интервал – 1 год.

3.2.8 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения тепловой мощности и тепловой энергии по ГОСТ Р 51649

$$\delta_o = \pm \left( 4 + 4 \frac{\Delta t_n}{\Delta t} + 0.05 \frac{G_B}{G} \right), \quad (3.5)$$

где:  $\Delta t$  – значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, °С;

$\Delta t_n$  – наименьшее значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, °С;

$G, G_B$  – значения расхода теплоносителя и его наибольшее значение в подающем трубопроводе, м<sup>3</sup>/ч.

3.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности ТПР измерения объема, и объемного расхода воды – в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Исполнение ТПР	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения ТПР объема и объемного расхода воды, %				
	При длинах прямых участков трубопроводов, п*Ду		В диапазоне расходов		
	Перед ТПР, не менее	После ТПР, не менее	Нормируемая		От $Q_{min}$ о $Q_{max}$
			От $Q_{min}$ до $0,1 Q_{ном}$	От $0,1 Q_{ном}$ о $Q_{ном}$	
1	2	3	4	5	6
РТФ-015	20 Ду	5 Ду		± 1,0	
РТФ-020	20 Ду	5 Ду	± 1,5	± 0,5	
	3,25 Ду	3,25 Ду			± 1,8
РТФ-025	20 Ду	5 Ду	± 1,5	± 0,5	
	2,6 Ду	2,6 Ду			± 1,8
РТФ-040	20 Ду	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8
РТФ-050	20 Ду или 10 Ду со струевыпрямителем	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8
РТФ-080	20 Ду или 10 Ду со струевыпрямителем	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8
PNF-100	20 Ду или 10 Ду со струевыпрямителем	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8
PNF-150	20 Ду или 10 Ду со струевыпрямителем	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8
PNF-200	20 Ду или 10 Ду со струевыпрямителем	5 Ду	± 1,5	± 0,25	
	2,5 Ду	2,5 Ду			± 1,8

3.2.4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения теплосчетчиком объёмного расхода, массового расхода, массы теплоносителя:

- в диапазоне расходов от  $0,1Q_{ном}$  до  $Q_{ном}$ :

- $\pm 1,5\%$  для исполнения ЕНХА-М-015-XX;
- $\pm 1\%$ , для исполнения ЕНХА-М-020-XX, - 025-XX;
- $\pm 0,5\%$ , для остальных исполнений.

- в диапазонах расходов от  $Q_{min}$  до  $0,1Q_{ном}$  при нормированных длинах прямых участков до и после ТПР и от  $Q_{min}$  до  $Q_{max}$  – при укороченных длинах:

- $\pm 2,0\%$  - для всех исполнений теплосчетчика

3.2.5 Пределы допускаемой погрешности измерения теплосчетчиком температуры теплоносителя:

- Абсолютной, при измерении термопреобразователями сопротивления:

$$\Delta t = \pm(0.6 + 0,004t) \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.6)$$

где  $t$  – температура теплоносителя;

- Относительной, при измерении термопреобразователями с унифицированным токовым выходным сигналом и кварцевыми термопреобразователями с частотным сигналом:
  - $\pm 1,0\%$  - при использовании термопреобразователей с основной приведенной погрешностью измерения  $\pm 0,25\%$ ;
  - $\pm 1,5\%$  - при использовании термопреобразователя с основной приведенной погрешностью измерения  $\pm 0,5\%$ .

3.2.6 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения теплосчетчиком давления теплоносителя:

- $\pm 0,5\%$  - при использовании преобразователя давления с основной приведенной погрешностью измерения  $\pm 0,25\%$ ;
- $\pm 1,0\%$  - при использовании преобразователя давления с основной приведенной погрешностью измерения  $\pm 0,5\%$ .

3.2.7 Предел допускаемой относительной погрешности измерения времени -  $\pm 0,1\%$ .

3.3 Средний срок службы теплосчетчика не менее 10 лет

3.4 Технические данные ТПР

3.4.1 Тип, диаметр условного прохода, габаритные размеры в соответствии с рисунками



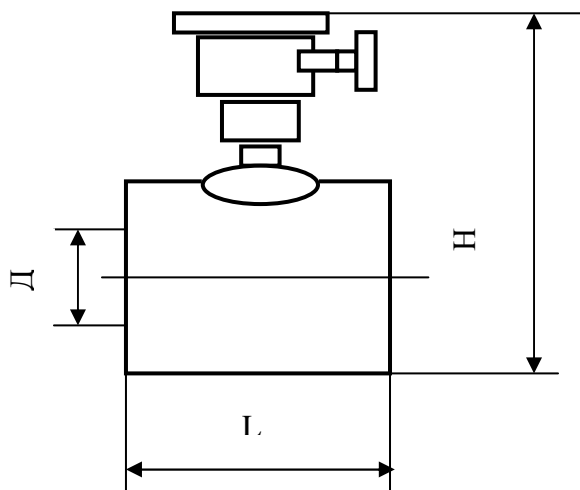


Рисунок 1

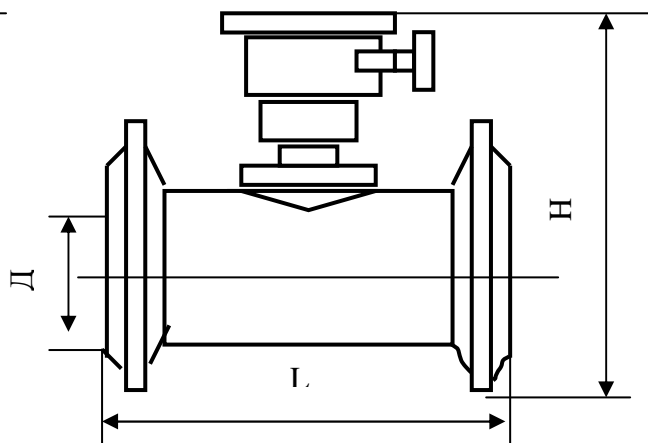


Рисунок 2

Таблица 3

Тип ТПР	Диаметр условного прохода Ду, мм	Рисунок	Габаритные размеры (мм)		Масса не более кг	Присоединение к трубопроводу
			Длина L	Высота Н		
ПТФ 015	15	1	50	140	1.6	Между фланцами
ПТФ 020	20		80	145	1.8	
ПТФ 025	25		80	150	2.0	
ПТФ 040	40	2	210	200	8.5	Обычное фланцевое
ПТФ 050	50		210	215	9.0	
ПТФ 080	80		210	242	16.8	
ПНФ 100	100		273	280	26.0	
ПНФ 150	150		299	340	44.5	
ПНФ 200	200	406	400	75.0		

3.4.2 Диапазоны измерения объемных расходов воды, потери давления в ТПР – в соответствии с таблицей 1.

3.4.3 По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150 ТПР с преобразователем ПСИ-90Ф соответствует климатическому исполнению УХЛ.1\*, но для работы при температуре окружающего воздуха от минус 30 °С до +50 °С и относительной влажности до 98 % при 35 °С и ниже.

3.4.4 ТПР герметичны в диапазоне давлений меньших и равных 1,6 МПа.

3.4.5 ТПР стойки к воздействию на них на месте эксплуатации синусоидальных вибраций частотой от 5 до 25 Гц и амплитудой смещения не более 0,1 мм.

3.4.6 ТПР выдерживают воздействие внешних магнитных полей любого направления напряженностью не более 40 А/м, образованных переменным током с частотой питающей сети.

3.4.7 Степень защиты преобразователя ПСИ-90Ф от твердых предметов и воды – IP54 по ГОСТ 14254.

3.4.8 Питание ПСИ-90Ф в составе ТПР осуществляется от источника питания вычислителя. Допускается питание ПСИ-90Ф от автономного источника питания.

Номинальные значения напряжения питания постоянного тока должны быть в пределах от 10 до 26,4 В, ток потребления по цепи питания – не более 10 мА, ток потребления выходной цепи должен быть не более 20 мА.

#### 3.4.9 Характеристики выходной цепи ПСИ-90Ф:

- Тип выходной цепи – открытый коллектор транзистора типа n-p-n;
- Вид сигнала – однополярный прямоугольный импульсный;
- Частота следования импульсов в зависимости от типоразмера ТПР в диапазоне расходов от  $Q_{min}$  до  $Q_{max}$  – от 16 до 2200 Гц;
- Выходной ток высокого уровня должен быть не более 20 мА при выходном напряжении низкого уровня не более 0,1 В.
- Выходной ток низкого уровня не более 1 мА при выходном напряжении высокого уровня не менее 0,9 от напряжения питания выходной цепи.

3.5 Длина электрической линии связи от ТПР до вычислителя, если нет ограничений в эксплуатационной документации вычислителей, не более 2000 м.

3.6 Технические данные термопреобразователей – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

3.6.1 Питание термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом или кварцевых термопреобразователей с частотным выходным сигналом должно осуществляться от источника питания вычислителя или автономного источника питания постоянного тока напряжением, соответствующим техническим данным термопреобразователя.

3.7 Технические данные преобразователей давления – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

3.7.1 Требования к питанию преобразователей давления аналогичны п.3.6.1.

3.8 Технические данные вычислителей.

3.8.1 Основные функции, выполняемые вычислителем соответствуют п.3.1.3...3.1.7 настоящего РЭ.

3.8.2 Дополнительно вычислители могут осуществлять служебные и сервисные функции, обеспечивающие их нормальную работоспособность, удобства при настройке, проверке и эксплуатации, расширение их функциональных возможностей.

3.8.3 Питание вычислителя осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц или от автономного источника питания постоянного тока. Предельные отклонения напряжения и частоты питания от номинального значения, потребляемая мощность – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

3.8.4 Остальные технические данные вычислителей – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## 4 Состав комплекта теплосчетчика

4.1 Состав комплекта теплосчетчика, в зависимости от применяемой схемы организации узла учета тепловой энергии и теплоносителя и используемого вычислителя, соответствует таблице 4.

4.2 Рекомендуемые типы термопреобразователей и преобразователей давления – в соответствии с таблицей 5.

4.3 Допускается комплектация теплосчетчика другими типами термопреобразователей и преобразователей давления, соответствующих требованиям «Правил».

4.4 Комплектность поставки составных частей теплосчетчика соответствует их эксплуатационной документации.

4.5 Комплект эксплуатационной документации теплосчетчика соответствует таблице 6.

Таблица 4

Состав комплекта теплосчетчика

Система тепло-снабжения или тепло-потребления	Тип и кол-во вычислителей	Трубо-провод	Количество первичных преобразователей				
			ТПР типа РТГ или РНГ*	Термопреобразователи			Преобразова-тели авления с унифицир. токовым выходом***
				сопро-тивле-ния**	с унифи-циров. токовым выхо-мом***	квар-цевые с час-тотн. выхо-мом	
1	2	3	4	5	6	7	8
ТСИТ	ИМ2300-Щ-1шт.	ПТ	1	1			
		ОТ	1	1			
		ТХВ	1		1		
	ИМ2300-Н-1шт.	ПТ	1	1			1 или 1
		ОТ	1	1			1 или 1
		ТХВ	1		1		1 или 1
	ИРГА-2.3-1шт. в компл. с БФС-2 шт.	ПТ	1			1	1 или 1
		ОТ	1			1	1 или 1
		ТХВ	1			1	1 или 1
ЗТП-1 (ЗТП-2)	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТ	1	1			1
		ОТ	(или 1)	1			1
ЗТП-1-2	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТ	1	1			
		ОТ	1	1			
ЗТП-1 (ЗТП-2) 2-х каналь-ный	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт.	ПТ <sub>1</sub>	1	1			
		ОТ <sub>1</sub>	(или 1)	1			
		ПТ <sub>2</sub>	1		1		
		ОТ <sub>2</sub>	(или 1)		1		
	ИРГА-2.3-1шт. в компл. с БФС-2 шт.	ПТ <sub>1</sub>	1			1	
		ОТ <sub>1</sub>	(или 1)			1	
		ПТ <sub>2</sub>	1			1	
		ОТ <sub>2</sub>	(или 1)			1	
ЗТП-1-2 2-х каналь-ный	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт.	ПТ <sub>1</sub>	1	1			
		ОТ <sub>1</sub>	1	1			
		ПТ <sub>2</sub>	1		1		
		ОТ <sub>2</sub>	1		1		
	ИРГА-2.3-1шт. в комплекте с БФС-2 шт.	ПТ <sub>1</sub>	1			1	
		ОТ <sub>1</sub>	1			1	
		ПТ <sub>2</sub>	1			1	
		ОТ <sub>2</sub>	1			1	

1	2	3	4	5	6	7	8
ОТП	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТ	1	1			1
		ОТ	1	1			1
ЗТП с подпи- точным трубоп- роводом	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТ	1	1			
		ОТ	1	1			
		ТП	1				
ОТП с подпи- точным трубоп- роводом	ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТ	1	1			1
		ОТ	1	1			1
		ТП	1				
ГВС с циркуля- ционным трубоп- роводом	ИМ2300-Щ-1шт. или ИМ2300-Н-1шт. или ИРГА-2.3-1шт.	ПТГВС	1	1			
		ЦТ	1	1			
1 канал ЗТП-1(2) или ЗТП-1-2 или ОТП  2 канал ГВС с циркуля- ционным трубоп- роводом	ИРГА-2.3-1шт. в комплекте с БФС-2 шт.	ПТ	1-для ЗТП- 1, ЗТП-1-2, ОТП			1	1-для ОТП
		ОТ	1-для ЗТП- 1, ЗТП-1-2, ОТП			1	1-для ОТП
		ПТГВС	1			1	
		ЦТ	1			1	

#### Примечания к таблице 4:

Т4.1 Условные сокращения систем теплоснабжения, теплопотребления, горячего водоснабжения:

- ТСИТ – теплоснабжения на источнике тепловой энергии;
- ЗТП-1 – закрытая теплопотребления с монтажем ТПР на подающем (1) трубопроводе тепловой сети;
- ЗТП-2 – то же, на обратном (2) трубопроводе;
- ЗТП-1-2 – то же, на прямом и обратном трубопроводах;
- ОТП – открытая теплопотребления;
- ГВС – горячего водоснабжения.

Т4.2 Условные сокращения трубопроводов тепловой сети:

- ПТ – подающий;
- ОТ – обратный;
- ТХВ – холодной воды, используемой для подпитки;
- ТП – подпиточный;
- ПТГВС – подпиточный системы ГВС;
- ЦТ – циркуляционный системы ГВС.

Т4.3\* Поставка ТПР со струевыпрямителями – по требованию заказчика.

Т4.4\*\* НСХ термопреобразователей сопротивления, работающих в комплекте с:

- ИМ2300 – 100П ( $W_{100}=1,391$ ); 100М ( $W_{100}=1,428$ )
- ИРГА-2.3 – 50П, 100П ( $W_{100}=1,391$  или  $1,385$ ); 50М, 100М ( $W_{100}=1,428$  или  $1,426$ )

Т4.5\*\*\* Унифицированный выходной токовый сигнал первичных преобразователей, работающих в комплекте с:

- ИМ2300 – 4...20 мА;
- ИРГА-2.3 – 0...5мА или 4...20 мА.

Т4.6 Кроме составных частей, соответствующих таблице 4, теплосчетчик при необходимости может быть укомплектован водосчетчиками, устанавливаемыми на подпиточных трубопроводах, взамен ТПР, и трубопроводах горячей воды в открытых системах теплоснабжения.

Т4.7 При применении в составе теплосчетчика другого вычислителя комплектность должна определяться таблицей 4 и конфигурацией вычислителя.

**Таблица 5**                      **Рекомендуемые типы термопреобразователей и преобразователей давления**

<b>Типы преобразователей</b>	<b>Предприятие поставщик</b>
1 Комплекты термопреобразователей сопротивления (подобранные пары): 1.1 КТСР-001 1.2 КТСР-9514 1.3 КТСМР-9514 1.4 КТПТР-01 2 Термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом: 2.1 ТСПУ 9313 2.2 ТСМУ 9313 2.3 ТСПУ 205 2.4 ТСМУ 205 3 Датчики температуры кварцевые с частотным выходным сигналом: 3.1 КВАРЦ-ДТ.007	Завод «Эталон», г.Владимир Завод «Эталон», г.Омск Завод «Эталон», г.Омск АО «Термико», г.Москва (Зеленоград)  Завод «Эталон», г.Омск Завод «Эталон», г.Омск НПП «ЭлеМер», п.Менделеево, Московская обл. НПП «ЭлеМер», п.Менделеево, Московская обл.  Государственное предприятие «КВАРЦ», г.Ульяновск
4 Преобразователи избыточного давления: 4.1 КОРУНД-ДИ 4.2 КРТ-1 4.3 Сапфир 22М-ДИ 4.4 МТ 100Р	«СТЕНЛИ», г.Москва АО «Орлекс», г.Орел АО «Манометр», г.Москва АО «Манометр», г.Москва

Таблица 6 Комплект эксплуатационной документации теплосчетчика

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол-во экз.	Примечание
1	2	3	4
	<u>Документация общая</u> Счетчик тепловой энергии ЕНХА-М Руководство по эксплуатации Паспорт <u>Документация на составные части</u> Вторичный прибор теплоэнергоконтроллер ИМ2300. Руководство по эксплуатации То же. Паспорт Вычислитель ИРГА-2.3. Паспорт  Эксплуатационная документация комплекта термопреобразователей сопротивления, термопреобразователей с нифицированным токовым выходным сигналом, термопреобразователей с частотным выходным сигналом, преобразователей давления, вычислителей	1  1  1  1 1  По 1	При использовании в теплосчетчике вычислителя ИРГА-2.3. При наличии в комплекте теплосчетчика в соответствии с эксплуатационной документацией на составную часть

## 5. Устройство и работа теплосчетчика

5.1 Устройство и принцип действия ТПР.

5.1.1 Турбинные преобразователи расхода жидкости (ТПР) изготавливаются двух типов – РТФ и РНФ, отличающихся конструкцией внутренних узлов и роторов (турбинок).

Принцип действия ТПР основан на бесконтактном преобразовании скорости вращения ротора, пропорциональной объемному расходу жидкости, в электрический сигнал с частотой, пропорциональной скорости вращения.

Преобразование осуществляется преобразователем сигналов индукционным ПСИ-90Ф и основано на явлении возникновения переменной ЭДС самоиндукции в катушке индуктивности, находящейся в постоянном магнитном поле, при изменении магнитной индукции этого поля. Торце сердечника катушки расположен с минимально возможным магнитным зазором по отношению к наружному диаметру ротора. Изменение магнитного поля происходит при пересечении его силовых линий лопатками ротора, изготовленными из магнитной стали, а при изготовлении ротора из немагнитных материалов – ферромагнитными стержнями, равномерно расположенными по окружности образующей ротора.

Преобразователь сигналов ПСИ-90Ф имеет встроенный формирователь сигналов, обеспечивающий усиление сигнала ЭДС самоиндукции и формирование прямоугольных импульсов напряжения или тока с частотой, равной частоте индуктированного сигнала. Питание ПСИ-90Ф осуществляется от внешнего источника постоянного тока.

Сигнал с ПСИ-90Ф подается на соответствующий вход вычислителя, осуществляющего преобразование сигнала к виду, удобному для последующей его обработки, вычисление значений измеренных расхода и объема (массы), индикацию измеряемых величин на цифровом индикаторе или дисплее.

5.1.2 ТПП состоит из следующих основных частей (рисунок 3 приложение А):

- Корпуса
- Узла ротора
- Держателей оси с дефлекторами
- Подшипников

Принятые конструктивные решения обеспечивают уравнивание ротора ТПП в осевом направлении в пределах измеряемых расходов жидкости, что исключает дополнительное трение о торцевые поверхности деталей подшипникового узла и обеспечивает значительное повышение точности и стабильности измерений. Это достигается за счет сужения потока жидкости входным дефлектором, резкого увеличения скорости потока и уменьшения статического давления на входе в ротор с последующим расширением на заднем дефлекторе на выходе из ротора, снижения его скорости и повышения статического давления. Давление за ротором становится выше, чем на входе в него, разность этих давлений, изменяющаяся в диапазоне расходов, противоположно направлена по отношению к изменяющемуся динамическому напору потока, компенсируя его изменение.

Корпус ТПП типа РТФ-015, РТФ-020, РТФ-025 выполнен в виде гладкого патрубка с торцевыми уплотняющими поверхностями для зажима между двумя фланцами трубопровода, а для ТПП остальных типоразмеров – в виде отрезка трубы с фланцами по ГОСТ 12815.

Корпус ТПП, ось, ротор ТПП типа РНФ, держатели оси с дефлекторами изготавливаются из немагнитной коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т (или других марок), приварные фланцы – из углеродистой стали (марки – в зависимости от нижнего значения температуры при рабочих условиях) или по спецзаказу – из коррозионностойкой стали.

Ротор ТПП типа РТФ изготавливается из магнитной коррозионностойкой стали 14Х17Н2 (или аналогичной других марок).

Подшипники скольжения изготовлены из твердого сплава карбида вольфрама или карбида титана. Скользящие поверхности подшипников выполнены с высокой точностью и чистотой обработки, поэтому могут работать без дополнительной смазки, используя смазывающую способность измеряемой жидкости.

5.1.3 Отличительной конструктивной особенностью турбинных преобразователей расходомеров жидкости типа РНФ является наличие двух держателей оси, двух дефлекторов и кольца, приваренного к лопаткам ротора по наружному диаметру. С помощью кольца обеспечивается компенсация влияния изменения вязкости измеряемых жидкостей на погрешность измерения расхода и объема, а с помощью ферромагнитных стержней, запрессованных в кольцо – изменение магнитного поля катушки индуктивности ПСИ.

5.1.4 ПСИ представляет из себя катушку индуктивности на каркасе с ферромагнитным сердечником и постоянным магнитом. Элементы конструкции помещены в патрубок из немагнитного металла, залиты изоляционным герметиком и представляют неразборную, неремонтируемую конструкцию. Присоединительная резьба для установки на ТПП М18х1. Формирователь сигналов с клеммным блоком расположен в корпусе ПСИ, имеющем плотняемый кабельный ввод. Степень защиты корпуса от воздействия пыли и влаги IP 54 по ГОСТ 14254.

5.2 Устройство и принцип действия остальных составных частей теплосчетчика – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.3 Работа комплекта теплосчетчика.

5.3.1 Принципиальные схемы организации узлов учета тепловой энергии и теплоносителя должны соответствовать «Правилам» и требованиям технических условий, выдаваемых теплоснабжающей организацией, определяющим места размещения средств измерения входящих в состав теплосчетчика.

5.3.2 Электрические импульсные сигналы от ПСИ-90Ф ТПР с частотой, пропорциональной объемному расходу, а количество – объему теплоносителя, по линии связи подаются на соответствующие частотные входы вычислителя каналов измерения расхода теплоносителя в подающем, обратном, циркуляционном ГВС, подпиточном трубопроводах (в зависимости от применяемой схемы узла учета).

5.3.3 Аналоговые сигналы изменения активного сопротивления термопреобразователя сопротивления, зависящие от температуры теплоносителя, по линии связи подаются на соответствующие аналоговые входы сопротивления каналов измерения температуры теплоносителя в подающем, обратном (циркуляционном ГВС) трубопроводах.

5.3.4 При применении термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом токовые сигналы от преобразователей, зависящие от температуры теплоносителя, подаются на соответствующие токовые входы каналов измерения температуры вычислителя.

5.3.5 При применении термопреобразователей с частотным выходным сигналом, сигналы с частотой, зависящей от температуры теплоносителя, подаются на частотные входы каналов измерения температуры вычислителя.

5.3.6 При необходимости измерения давления в трубопроводах тепловой сети унифицированные токовые выходные сигналы от преобразователей давления подаются на токовые входы каналов измерения давления вычислителя.

5.3.7 С помощью вычислителя осуществляются:

- преобразование принятых сигналов от первичных преобразователей в сигналы, необходимые для нормальной работы вычислителя;
- хранение температурных зависимостей плотности и энтальпии воды ( в соответствии с ГСССД 98-86), определение значений плотности и энтальпии воды для измеренных температур теплоносителя;
- хранение значений установленных коэффициентов преобразования и номинальных статических характеристик первичных преобразователей;
- вычисление параметров теплоносителя и индикации их числовых значений на цифровом индикаторе (дисплее) измеренных и вычисленных параметров;
- выполнение функций в соответствии с п.п.3.1.3...3.1.7 настоящего РЭ и эксплуатационной документацией вычислителя.

5.3.8 Используя сигналы от ПСИ-90Ф ТПР, смонтированных на соответствующих трубопроводах теплосети, вычислитель осуществляет измерение объемного расхода  $Q$  и объема  $V$  теплоносителя при его рабочих температурах.

5.3.9 Используя сигналы от термопреобразователей, смонтированных на соответствующих трубопроводах теплосети, вычислитель осуществляет:

- измерение температур теплоносителя в трубопроводах;
- вычисление (или выборку) значений плотности  $\rho$  и энтальпии  $h$  теплоносителя по измеренным значениям температур;
- вычисление массовых расходов и масс теплоносителя в соответствующем трубопроводе по измеренному объемному расходу, объему и вычисленному значению плотности  $\rho$  ;



- вычисление тепловой мощности и тепловой энергии по вычисленным значениям массового расхода, массы, и энтальпии теплоносителя.
- 5.3.10 Используя сигналы от преобразователей давления, вычислитель осуществляет измерение давления теплоносителя в соответствующих трубопроводах теплосети.

## **6 Указание мер безопасности**

- 6.1 Видами опасности при работе с комплектом теплосчетчика являются:
- поражающее действие электрического тока;
  - высокие температуры и давление рабочей среды.
- 6.2 По способу защиты человека от поражения электрическим током комплект теплосчетчика относится к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.
- 6.3 К работам по монтажу, проверке, обслуживанию и эксплуатации комплекта теплосчетчика должны допускаться лица, имеющие необходимую квалификацию и прошедшие обучение правилам техники безопасности.
- 6.4 При работе с теплосчетчиком необходимо соблюдать требования «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ)», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», согласованных Главгосэнергонадзором, правил и инструкций, действующих при эксплуатации тепловых сетей.
- 6.5 При эксплуатации теплосчетчика все составные его части, подлежащие заземлению (занулению), должны быть подключены к защитному проводнику питающей сети переменного тока.
- 6.6 Места присоединения защитных проводников должны быть тщательно зачищены и защищены от коррозии соответствующими покрытиями или пластичной антикоррозийной смазкой.
- 6.7 Перед каждым включением теплосчетчика в питающую сеть периодически необходимо проверять надежность подключения его составных частей к защитному проводнику.
- 6.8 Запрещается проводить монтаж, демонтаж, ремонтные работы электрических цепей, находящихся под напряжением.
- 6.9 Запрещается проводить монтажные, демонтажные, профилактические работы на трубопроводах, находящихся под давлением.
- 6.10 Меры безопасности составных частей теплосчетчика не учтенные в п. 6 – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

## **7 Подготовка к монтажу и монтаж**

- 7.1 Подготовка к монтажу.
- 7.1.1 Погрузку-выгрузку комплектов теплосчетчиков осуществлять с соблюдением предостережительных надписей, указанных на ящиках и правил техники безопасности.
- 7.1.2 После хранения при отрицательных температурах перед распаковыванием комплект теплосчетчика выдержать в упаковке при температуре  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$  и влажности не более 80 % не менее 24 ч.
- 7.1.3 Вскрыть ящик со стороны крышки в соответствии с маркировкой транспортной тары, вскрытие и распаковывание производить осторожно, исключив возможность повреждения содержимого.
- 7.1.4 Запрещается поднимать ТПР за ПСИ.
- 7.1.5 После распаковывания внешним осмотром проверить отсутствие механических повреждений составных частей теплосчетчика и комплектность поставки согласно

паковочному листу. При обнаружении повреждений или некомплектности составить акт для предъявления рекламации предприятию – изготовителю.

7.1.6 При внешнем осмотре составных частей теплосчетчика необходимо обратить особое внимание на:

- отсутствие механических повреждений корпусов;
- наличие всех крепежных элементов;
- наличие и качество заводской маркировки;
- наличие и исправность заземляющих (зануляющих) устройств и пломб.

7.1.7 При осмотре вычислителя необходимо дополнительно проверить:

- наличие предохранителей;
- отсутствие механических повреждений цифрового табло (дисплея) и клавиатуры (при наличии).

7.1.8 Вынуть документацию и ознакомиться с устройством, принципом работы, правилами монтажа, эксплуатации и обслуживания в соответствии с настоящим РЭ.

## 7.2 Монтаж

7.2.1 К монтажу, обслуживанию и эксплуатации теплосчетчиков должны допускаться лица, имеющие соответствующую квалификацию и прошедшие проверку знаний в соответствии с настоящим РЭ.

7.2.2 Турбинный преобразователь расхода должен устанавливаться горизонтально, чтобы направление стрелки на его фирменной табличке соответствовало направлению потока измеряемой жидкости. Положение ПСИ относительно вертикальной оси трубопровода не регламентируется. Схема монтажа ТПР – в соответствии с рисунком 4. Для предотвращения увеличения погрешности измерений за счет искажения профиля потока измеряемой жидкости после местных сопротивлений на трубопроводе (колена, разветвление, резкое сужение, расширение, запорная арматура и т.п.), с целью обеспечения нормированной погрешности измерения, перед ТПР монтируется прямой участок трубопровода длиной не менее  $20 D_v$ , или не менее  $10 D_v$  со струевыпрямителем, поставляемым по требованию заказчика в комплекте с ТПР (кроме РТФ-015,020,025,040). После ТПР монтируется прямой участок трубопровода не менее  $5 D_v$  ( $D_v$  – диаметр словного прохода ТПР).

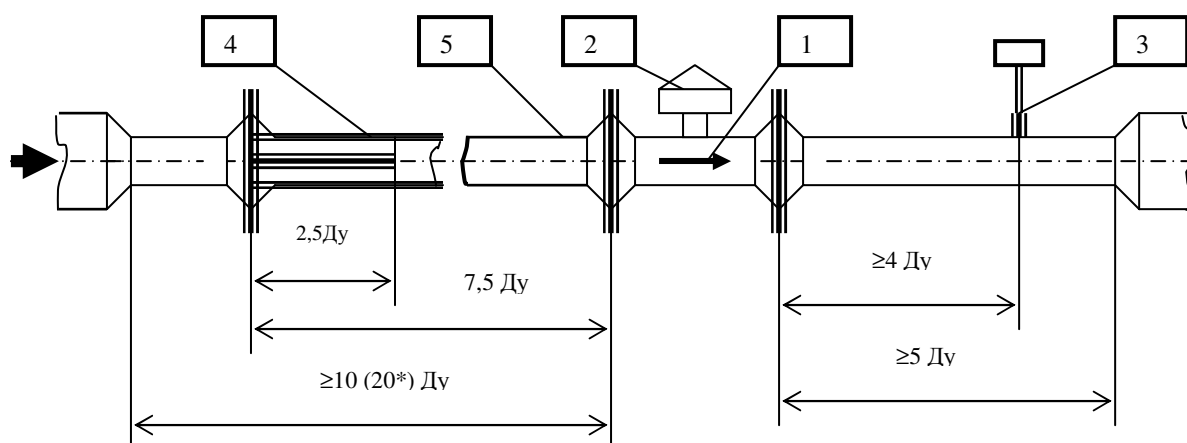


Рисунок 4. Схема монтажа турбинного преобразователя расхода со струевыпрямителем

- 1 – турбинный преобразователь расхода (ТПР)
- 2 – преобразователь сигналов индукционный (ПСИ)
- 3 – термопреобразователь
- 4 – струевыпрямитель
- 5 – труба струевыпрямителя.

\* для ТПР типов РТФ-015, РТФ-020, РТФ-025, РТФ-040, а также для остальных типоразмеров при использовании ТПР без струевыпрямителя.

7.2.3 При недостатке места для монтажа прямых участков трубопроводов, их длина может быть уменьшена до значений, соответствующих таблице 3, но при этом погрешность преобразования ТПР возрастает до значений, приведенных в таблице 3 для короченных длин прямых участков.

7.2.4 Действительные значения внутренних диаметров трубопроводов, присоединяемых непосредственно к ТПР или его струевыпрямителю, должны быть в пределах, соответствующих таблице 7.

**Таблица 7**

Типоразмер ТПР	Внутренний диаметр трубопровода, мм	
	min	max
РТФ-015	15	16.5
РТФ-020	19	22
РТФ-025	24	28
РТФ-040	38	43
РТФ-050	49	54
РТФ-080	76	82
PNF-100	98	106
PNF-150	148	158
PNF-200	198	208

При отклонении внутреннего диаметра на большую величину должен быть выполнен конический переход к диаметру, соответствующему таблице 7, с углом конуса не более 10°.

7.2.5 Во избежание возникновения искажений потока и, как следствие, увеличения погрешности измерения, необходимо следить, чтобы потеки металла в сварочных швах, плотнительные прокладки не выступали внутрь трубопровода.

7.2.6 При возможности появления в измеряемой жидкости механических примесей более 1 % с диаметром частиц 0,5 мм и более, в линию, перед нормированным прямым частком, необходимо смонтировать механический сетчатый фильтр.

Рекомендуемые сетки для фильтров в соответствии с таблицей 8.

**Таблица 8**

Типоразмер ТПР	Размер отверстия в сетке
РТФ-015, РТФ-020, РТФ-025	0.35 мм
РТФ-040, РТФ-050, РТФ-080, PNF-100, PNF-150, PNF-200	1.0 мм

При возможности появления в измеряемой жидкости свободного газа перед фильтром или на его месте (при отсутствии механических примесей) необходимо становить сепаратор газа.

7.2.7 При монтаже ТПР на трубопроводах, критичных к потере напора, необходимо читать падения напора в ТПР, соответствующие таблице 1, а также потери напора на местных гидравлических сопротивлениях (запорная и другая арматура, расширение, сужение, повороты потока и др.), необходимость которых вызвана монтажом ТПР.

7.2.8 Падение напора в ТПР в зависимости от измеряемого расхода, определяется по формуле (7.1)

$$P_{изм} = P_{max} \times \left( \frac{Q_{изм}}{Q_{ном}} \right)^2, \quad (7.1)$$

где  $P_{изм}$  – падение напора в ТПР для измеряемого расхода жидкости, МПа;  
 $P_{max}$  – падение напора в ТПР в соответствии с таблицей 1 для верхнего предела измерения номинального расхода;  
 $Q_{изм}$  – измеряемый расход жидкости, м<sup>3</sup>/ч;  
 $Q_{ном}$  – верхний предел измерения номинального расхода, м<sup>3</sup>/ч, в соответствии с таблицей 1.

7.2.9 Для исключения влияния кавитации на погрешности измерения давление  $P$  за турбинным преобразователем должно быть не менее значения, определяемого по формуле (7.2):

$$P = 2P_{изм} + 1,3P_v, \quad (7.2)$$

где  $P_{изм}$  – в соответствии с формулой (7.1), МПа;  
 $P_v$  – давление паров в измеряемой жидкости, МПа.

7.2.10 В месте установки ТПР недопустимы вибрации с частотой более 25 Гц и амплитудой более 0,1 мм. При наличии вибраций, превышающих указанные значения, трубопровод в месте установки ТПР должен быть надежно закреплен, что обеспечит длительную, надежную эксплуатацию ТПР с нормированной погрешностью.

7.2.11 При наличии в месте эксплуатации ТПР магнитных полей промышленной частоты напряженностью более 40 А/м, ТПР с ПСИ необходимо поместить в защитный экран из магнитомягкой стали.

7.2.12 Монтаж термопреобразователей на трубопроводах производится до ТПР за пределами нормированных прямолинейных участков трубопроводов (больше 20 Ду – для ТПР без струевыпрямителя, больше 10 Ду – для ТПР со струевыпрямителем), или после ТПР на расстоянии не менее 4 Ду от него.

7.2.13 Монтаж вычислителя осуществляется в соответствии со схемами подключения и требованиями к монтажу, изложенными в эксплуатационной документации вычислителя.

7.2.14 Требования к устройству информационных электрических линий связи от первичных преобразователей к вычислителю – в соответствии с «Правилами устройства электроустановок (ПУЭ)» в части открытых электропроводов для напряжения постоянного тока до 42 В, цепей сетевого питания – для однофазного напряжения переменного тока 220 В.

7.2.15 Прокладка информационных линий связи должна осуществляться отдельно от цепей сетевого питания.

7.2.16 Диаметр кабельного ввода ПСИ-90Ф – 8 мм.

7.2.17 Монтаж ПСИ-90Ф осуществляется трехжильным кабелем с медными жилами, в условиях повышенного воздействия внешних электромагнитных полей – экранированным. Допускается выполнять монтаж одиночными проводами, проложенными рядом и скрепленными или свитыми между собой, при этом должно быть обеспечено их плотное прилегание в кабельных вводах, при замене экранированного кабеля одиночными проводами они должны прокладываться в металлорукавах, экранирующих оплетках или трубах, заземленных в соответствии со схемами подключения.

7.2.18 Составные части теплосчетчика, подлежащие заземлению (занулению), заземляются (зануляются) в соответствии с требованиями ПУЭ в части заземления и защитных мер безопасности.

7.2.19 Монтаж составных частей теплосчетчика осуществляется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.2.20 По окончании монтажа необходимо проверить правильность и надежность подключения электрических цепей и заземления (зануления), произвести пломбирование составных частей теплосчетчика для предотвращения несанкционированного вмешательства в его работу.

## **8 Указания по эксплуатации**

8.1 Время подготовки смонтированного комплекта теплосчетчика к работе определяется временем проведения мероприятий по п. 9.1.

8.2 Обслуживание комплекта теплосчетчика осуществляется одним оператором, прошедшим специальную подготовку.

8.3 Ремонт комплекта теплосчетчика, связанный со вскрытием (распломбированием) его составных частей, должен производиться специалистами предприятия – изготовителя или сервисного предприятия.

Теплосчетчик подлежит обязательной проверке, проводимой органами Госстандарта, с межповерочным интервалом – 1 год.

## **9 Порядок работы**

9.1 Подготовка к работе.

9.1.1 Исходное положение запорно-регулирующей арматуры и вычислителя:

- главная запорная арматура до и после ТПР – закрыта; запорная арматура (при наличии) до и после ТПР – закрыта;
- вычислитель выключен.

9.1.2 Перед пуском в работу теплосчетчика необходимо:

- провести гидравлические испытания смонтированных участков трубопроводов зла учета при закрытой главной запорной арматуре и открытой запорной арматуре (при наличии) до и после ТПР;
- в случае обнаружения негерметичности фланцевых соединений, сварных швов, сальниковых уплотнений устранить их;
- снять испытательное давление;
- закрыть запорную арматуру до и после ТПР,

9.1.3 Пуск в работу:

- включить питание вычислителя и дать прогреться в течение не менее 5 мин;
- открыть главную запорную арматуру теплового узла;
- плавно открыть запорную арматуру перед первым (по ходу заполнения системы) ТПР;
- давление в системе должно подниматься плавно. Резкое повышение давления и гидравлические удары в системе могут привести к поломке турбинного узла ТПР;
- плавно открыть запорную арматуру за первым, по ходу заполнения системы, ТПР;
- плавно открыть запорную арматуру перед вторым, по ходу заполнения, ТПР;
- плавно открывая запорную арматуру за вторым, по ходу заполнения, ТПР, следить по дисплею вычислителя за изменением объемного расхода теплоносителя в системе, который не должен превышать верхнего предела измерения применяемых ТПР;
- заполнить систему теплоносителем, удалив из нее воздух;

- наблюдая по дисплею вычислителя за показаниями объемного расхода, отрегулировать расход теплоносителя в системе в соответствии с техническими условиями теплового узла.

9.1.4 Если запорная арматура до и после ТПР не предусмотрена проектом узла учета, манипуляции при заполнении системы производятся главной запорной арматурой в соответствии с п. 9.1.3, при этом главную запорную арматуру после ТПР следует открывать в последнюю очередь.

9.2 Работа с комплектом теплосчетчика заключается в следующем:

9.2.1 Снятие следующих показаний с дисплея вычислителя с записью их в журнале чета:

- время (часы, минуты) в реальном масштабе;
- измеренное количество потребленной тепловой энергии;
- текущее значение объемного расхода теплоносителя по подающему и обратному трубопроводам;
- измеренная масса теплоносителя по подающему и обратному трубопроводам;
- текущее значение температур в подающем и обратном трубопроводах;
- время работы теплосчетчика.

Форма журнала учета, фиксируемые параметры, периодичность записи определяются теплоснабжающей организацией.

9.2.2 Систематическое наблюдение за индикацией нештатных ситуаций (неисправностей) с целью их своевременного обнаружения и устранения.

9.2.3 Порядок работы с вычислителем – в соответствии с его эксплуатационной документацией.

## 10 Техническое обслуживание

10.1 Виды и периодичность технического обслуживания.

10.1.1 Техническое обслуживание заключается в систематическом наблюдении за правильностью эксплуатации, регулярном осмотре и устранении возникших неисправностей.

10.1.2 Виды и периодичность техобслуживания приведены в таблице 9.

**Таблица 9**

<b>Вид технического обслуживания</b>	<b>Периодичность</b>	<b>Исполнитель</b>
1 Плановое обслуживание: - профилактический осмотр - проверка технического состояния - метрологическая поверка	Не реже 1 раза в неделю 1 раз в год 1 раз в год	Обслуживающий персонал узла чета Специалисты предприятия – изготовителя или сервисной организации Специалисты Госстандарта РФ, предприятия – изготовителя или сервисной организации
2 Внеплановое обслуживание	При возникновении неисправностей	Специалисты предприятия – изготовителя или сервисной организации

10.1.3 Профилактический осмотр включает:

- визуальную проверку отсутствия механических повреждений корпусов, органов правления и индикации составных частей теплосчетчика, герметичности соединений и уплотнений ТПР и арматуры трубопроводов, исправности внешних электрических проводок и пломб;

- проверки правильности функционирования в соответствии с п.9.2;
  - удаление влаги с корпусов составных частей теплосчетчика.
- 10.1.4 Проверка технического состояния включает:
- работы по п.10.1.3;
  - проверка напряжений источников питания постоянного тока, используемых для питания первичных преобразователей теплосчетчика;
  - очистка и промывка электрических контактов разъемных и разборных электрических соединений;
  - измерение электрического сопротивления и электрической прочности изоляции составных частей теплосчетчика.

Работы по п.10.1.4 целесообразно совместить с работами по п.10.1.5.

10.1.5 Проверка составных частей теплосчетчика проводится органами Госстандарта в лице территориальных центров стандартизации и метрологии (ЦСМ) на метрологических средствах (базах), отвечающих требованиям методики поверки теплосчетчика.

10.1.6 Внеплановое обслуживание теплосчетчика включает работы, связанные с ремонтом или заменой неисправных составных частей, при необходимости, с последующей поверкой и опломбированием.

## 11 Методика поверки

Настоящая методика поверки распространяется на теплосчетчики «ЕНХА-М», выпускаемые по техническим условиям Е 477-00-01 ТУ и устанавливает последовательность и методику их первичной, внеочередной и периодической поверки.

Первичной поверке подвергаются теплосчетчики при выпуске из производства или при вводе в эксплуатацию.

Периодической поверке подвергаются теплосчетчики, находящиеся в эксплуатации.

Внеочередной поверке в объеме периодической подвергаются теплосчетчики, находящиеся в эксплуатации, в случае утраты документов, подтверждающих поверку, или при замене составной части. При этом после ремонта поверке подвергается только отремонтированная составная часть.

Поверка производится поэлементно, поканально и имитационно.

Данная методика используется совместно с методиками и инструкциями по поверке изделий, входящих в состав теплосчетчика:

- ГОСТ 8.461-82. Термопреобразователи сопротивлений. Методы и средства поверки
- МИ 1997-89. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
- Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Инструкция по поверке. Согласована ВНИИР в 1992г.
- Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки. Утверждена ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 1995г.
- Методики поверки на изделия, входящие в состав теплосчетчика, внесенные в соответствующие разделы руководств по эксплуатации (вычислитель). Межповерочный интервал – 1 год.

### 11.1 Операции поверки

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр;
- опробование;
- определение метрологических характеристик.

### 11.2 Средства поверки

При проведении поверки должны быть применены следующие средства поверки:

- Трубопоршневая поверочная установка (в дальнейшем - ТПУ) по ГОСТ 8.510 с пределом допускаемой относительной погрешности не более 0,08 %, технические характеристики которой обеспечивают условия поверки турбинных преобразователей расхода, или расходомерная поверочная установка на базе контрольных турбинных преобразователей расхода типа PTF и PNF.
- Низкочастотный генератор ГЗ-110 (Частота 0...40 кГц, погрешность  $\pm 0,03$  %);
- Частотомер – счетчик импульсов Ф5137 (частота 0...2,5 кГц, количество импульсов 10000, погрешность  $\pm 0,03$  %);
- Магазин сопротивления Р4831 (0...50 кОм, погрешность  $\pm 0,02$  %);
- Вольтметр В7-40/5 (ток 0...20 мА, напряжение 0...2 В, относительная погрешность не более  $\pm 0,03$  %);
- Образцовая катушка сопротивления Р331 (100 Ом, погрешность  $\pm 0,01$  %);
- Блок питания Б5-47/1 (0,1-15В);
- Осциллограф С1-107 (частота 0...2.5 кГц, амплитуда не более 24 В);
- Компьютер PC AT ПЕНТИУМ (Windows, Office);
- Устройство сопряжения RS232 с RS485;
- Пакет программного обеспечения вычислителя.

Допускается применение других средств измерений с аналогичными метрологическими характеристиками.

Все средства измерений должны быть поверены органами Госстандарта и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

#### 11.3 Требования безопасности.

- При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, определяемые: правилами безопасности труда, действующими на поверочной станковке; правилами безопасности при эксплуатации используемых средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации; “Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей”, “Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок”.
- Все изменения в схеме поверки производить после отключения теплосчётчика от сети.
- Все средства измерения должны быть надёжно заземлены (занулены).

#### 11.4 Условия поверки.

При проведении поверки должны быть выдержаны следующие условия:

- температура окружающего воздуха  $(20 \pm 5)$  °С;
- относительная влажность воздуха 30...80 % при температуре 20 °С;
- атмосферное давление 86...106,7 кПа (630-795 мм.рт.ст.);
- напряжение питания  $(220 \pm 5)$  В;
- частота напряжения питающей сети  $(50 \pm 1)$  Гц.

#### 11.5 Подготовка к поверке.

Перед проведением поверки необходимо выдержать теплосчетчик в условиях повер и не менее 2 часов.

При поверке теплосчётчика необходимо учитывать, что реакция вычислителя на любое изменение входных параметров происходит с задержкой.

#### 11.6 Проведение поверки.

##### 11.6.1 Внешний осмотр.

Осмотр теплосчётчика.

При проведении внешнего осмотра поверяемого теплосчетчика должно быть stanovлено:

- соответствие его комплектности требованиям технической документации;



- наличие пломб;
- отсутствие следов коррозии и механических повреждений теплосчетчика, влияющих на его работоспособность и метрологические характеристики;
- совместимость составных частей между собой;
- отсутствие дефектов, препятствующих чтению надписей, маркировки и отсчету по индикаторам.

Маркировка вычислителя.

На вычислителе теплосчетчика должны быть указаны:

- наименование и модификация прибора;
- заводской номер прибора;
- обозначения всех элементов управления и коммутации;
- дата выпуска.

Маркировка ТПР.

Маркировка, нанесённая на ТПР, должна быть чёткой и содержать:

- Тип ТПР;
- диаметр условного прохода;
- направление потока;
- заводской номер.

Теплосчетчик, забракованный при внешнем осмотре дальнейшей поверке не подлежит.

#### 11.6.2 Опробование.

При опробовании необходимо проверить работоспособность отдельных узлов теплосчетчика, функционирование каналов измерений, индикаторов в соответствии с РЭ вычислителя.

#### 11.7 Определение метрологических характеристик.

##### 11.7.1 Определение метрологических характеристик турбинных преобразователей расхода.

Определение метрологических характеристик турбинных преобразователей расхода типа РТФ и РНФ производится в соответствии с инструкцией по поверке “Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ” согласованной с ВНИИР в 1992г. или “Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки.”

твержденной ГЦИ СИ ГУП ВНИИМС в 1995г. но в диапазоне расходов от  $Q_{min}$  до  $Q_{max}$  в соответствии с таблицей 1 и с пределом относительной погрешности измерения ТПР объема и объемного расхода в соответствии с таблицей 2 настоящего РЭ.

##### 11.7.2 Определение метрологических характеристик вычислителя.

Определение метрологических характеристик вычислителя осуществляется после настройки его в заданной конфигурации теплосчетчика в соответствии с методикой поверки применяемого вычислителя (руководство по эксплуатации, паспорт, раздел «Поверка»).

Определение конфигурации теплосчетчика производится в соответствии с опросным листом или накопительной ведомостью заказа. Точные данные для них определяются ответственным лицом предприятия – изготовителя или сервисной службы.

##### 11.7.3 Определение метрологических характеристик термопреобразователей и преобразователей давления

Определение метрологических характеристик термопреобразователей, преобразователей давления и т.п. должно соответствовать:

- ГОСТ 8.461 “Термопреобразователи сопротивлений. Методы и средства поверки.”;
- МИ 333-83 “Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.”;
- МИ 1997-89 “Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.”;
- Нормативная документация по поверке изделий.

##### 11.7.4 Определение основной погрешности теплосчетчика.

Основная погрешность теплосчетчика определяется поканально расчетным путем по формулам:

#### 11.7.4.1 Определение абсолютной погрешности канала измерения температуры

Абсолютная погрешность канала измерения температуры определяется по формуле (11.1):

$$\Delta t_K = 1.1 \times \sqrt{(\Delta t_{ТСП})^2 + (\Delta t_B)^2} \quad (11.1)$$

где  $\Delta t_K$  – абсолютная погрешность канала измерения температуры теплосчетчиком, °С;

$\Delta t_{ТСП}$  – допустимая абсолютная погрешность измерения температуры ТСП, °С;

$\Delta t_B$  – абсолютная погрешность измерения температуры вычислителем, °С;

Результаты поверки считаются положительными, если абсолютная погрешность измерения температуры теплосчетчиком не превышает величины

$$\Delta t_K = \pm(0,6 + 0,004 * t)$$

#### 11.7.4.2 Определение относительной погрешности канала измерения давления

Относительная погрешность канала измерения давления определяется по формуле (11.2):

$$\delta P_K = 1.1 \times \sqrt{(\delta P_B)^2 + (\delta P_{ПП})^2} \quad (11.2)$$

где:  $\delta P_K$  – относительная приведенная погрешность измерения давления теплосчетчиком, %;

$\delta P_B$  – относительная приведенная погрешность измерения давления вычислителем, %;

$\delta P_{ПП}$  – относительная приведенная погрешность измерения давления преобразователем давления, %;

Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность измерения давления теплосчетчиком не превышает величины:

±1,0 % - при использовании преобразователя давления с основной приведенной погрешностью измерения ±0,25 %;

±1,5 % - при использовании преобразователя давления с основной приведенной погрешностью измерения ±0,5 %.

#### 11.7.4.3 Определение относительной погрешности канала измерения объемного расхода теплоносителя

Относительная погрешность измерения расхода теплоносителя определяется по формуле (11.3):

$$\delta Q_K = 1,1 \times \sqrt{(\delta Q_B)^2 + (\delta Q_{ПП})^2} \quad (11.3)$$

где  $\delta Q_K$  – относительная погрешность измерения расхода теплоносителя теплосчетчиком, %;

$\delta Q_{ТПР}$ - относительная погрешность измерения расхода ТПР для данного типоразмера, %;

$\delta Q_B$ - относительная погрешность измерения расхода вычислителем, %;

Результаты поверки считаются положительными если ни одно из значений  $\delta Q_K$  не превышает значений, приведенных в п.3.2.4 настоящего РЭ.

#### 11.7.4.4 Определение относительной погрешности канала измерения объема

Относительная погрешность измерения объема теплоносителя определяется по формуле (11.4):

$$\delta V = 1.1 \times \sqrt{(\delta V_{ТПР})^2 + (\delta V_B)^2} \quad (11.4)$$

где:  $\delta V$ - относительная погрешность измерения объема теплосчетчиком, %;

$\delta V_{ТПР}$  - относительная погрешность измерения объема ТПР, %;

$\delta V_B$  - относительная погрешность измерения объема вычислителем, %;

Результаты поверки считаются положительными если ни одно из значений  $\delta V$  не превышает  $\pm 2,0$  % - для всех исполнений теплосчетчика.

#### 11.7.4.5 Определение относительной погрешности канала измерения массы

Определение погрешности измерения массы проводить по формуле (11.5) на расходе  $0,5Q_{nom}$  при трех значениях разности температур:

- При  $\Delta t < 10$  °C ( $t_1 = 75$  °C;  $t_2 = 70$  °C);
- При  $\Delta t = 10 \dots 20$  °C ( $t_1 = 70$  °C;  $t_2 = 50$  °C);
- При  $\Delta t > 20$  °C ( $t_1 = 100$  °C;  $t_2 = 50$  °C);

$$\delta M = 1.1 \times \sqrt{(\delta V_{ТПР})^2 + (\delta M_B)^2} \quad (11.5)$$

где:  $\delta M$ - относительная погрешность измерения массы теплосчетчиком, %;

$\delta V_{ТПР}$  - относительная погрешность измерения объема ТПР, %;

$\delta M_B$  - относительная погрешность измерения массы вычислителем, %;

Результаты поверки считаются положительными если ни одно из значений  $\delta M$  не превышает  $\pm 2,0$  % - для всех исполнений теплосчетчика

#### 11.7.4.6 Определение относительной погрешности канала измерения тепловой мощности и тепловой энергии.

11.7.4.7 Определение погрешности измерения тепловой мощности и тепловой энергии проводить по формуле (11.6) при трех значениях разности температур (п. 11.8.4.5) и расхода ( $Q_{min} + 5$  %;  $0,5Q_{nom}$ ;  $Q_{nom} - 5$  %).

Допускаемая относительная погрешность измерения тепловой мощности и тепловой энергии по ГОСТ Р 51649 :

$$\delta_o = \pm \left( 4 + 4 \frac{\Delta t_n}{\Delta t} + 0.05 \frac{G_B}{G} \right), \quad (11.6)$$

где:  $\Delta t$  – значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, °C;

$\Delta t_n$  – наименьшее значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, °C;

$G, G_B$  – значения расхода теплоносителя и его наибольшее значение в подающем трубопроводе, м<sup>3</sup>/ч.

Результаты поверки считаются положительными если ни одно из значений  $\delta_{\text{не}}$  превышает значений, рассчитанных по формуле (11.6).

#### 11.7.5 Оформление результатов поверки

Результаты поверки оформляются протоколом.

Теплосчётчик, удовлетворяющий требованиям настоящей методики, допускается к применению.

Положительные результаты поверки теплосчётчика оформляются путем записи результатов в соответствующий раздел паспорта, заверяются подписью ответственного лица с нанесением оттиска поверительного клейма или оформляется свидетельство о поверке.

При отрицательных результатах поверки теплосчетчик к применению не допускается, имеющиеся оттиски поверительных клейм гасятся и выдается извещение о непригодности теплосчетчика.

#### 11.7.6 Справочные данные (таблица 10).

**Таблица 10 Вода. Плотность и энтальпия. Величины сопротивления и тока**

температура, °С	Термопреобразователь с о п р о т и в л е н и е м				Ток термопреобразователя с токовым выходным сигналом, мА	Плотность при давлении 0,8Мпа, кг/м <sup>3</sup>	Энтальпия при давлении 0,8Мпа, кДж/кг
	ТСП100 W=1,3910	Pt100 W=1,3850	ТСМ100 W=1,4280	Cu100 W=1,4260			
0	100,00	100,00	100,00	100,00	4,000	1000,186	0,776
10	103,96	103,90	104,28	104,26	5,066667	1000,1	42,6584
20	107,92	107,79	108,56	108,52	6,133333	998,6	84,5408
25	109,89	109,73	110,70	110,65	6,666667	997,675	105,482
40	115,79	115,54	117,12	117,04	8,266667	992,4	168,1976
50	119,71	119,40	121,40	121,30	9,333333	988,33884	210,008
70	127,51	127,07	129,96	129,82	11,466667	978,3	293,6576
75	129,45	128,98	132,10	131,95	12,000	975,17593	314,57
100	139,10	138,50	142,80	142,60	14,666667	958,72314	419,588
125	148,70	147,94	153,50	153,25	17,333333	939,35877	525,46
130	150,61	149,82	155,64	155,38	17,866667	935,51	546,984
150	158,22	157,32	164,19	163,90	20,000	917,24103	633,08

При применении термопреобразователей сопротивления с другими номинальными значениями сопротивления 50, 150, 500, 1000 Ом, приведенные в таблице значения сопротивления, необходимо взять с коэффициентами, соответственно 0,5; 1,5; 5; 10.

Значения плотности и энтальпии определены по таблицам ГСССД 98-96.

При применении термопреобразователей с токовым выходным сигналом с другими номинальными диапазонами значений температуры и тока, приведенные в таблице значения выходного тока необходимо изменить на вычисленные по формуле (11.7):

$$I=I_{min}+(I_{max}-I_{min})\times(t-t_{min})/(t_{max}-t_{min}) \quad (11.7)$$

## 12 Характерные неисправности и методы их устранения

12.1 Характерные неисправности составных частей теплосчетчика, не отраженные в настоящем РЭ – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

12.1.1 Характерные неисправности теплосчетчика и методы их устранения приведены в таблице 11.

**Таблица 11**

Наименование неисправности, внешнее проявление	Вероятная причина	Метод устранения	Примечание
1	2	3	4
1 На дисплее вычислителя индицируется нештатная ситуация, показывающая, что расход воды в соответствующем трубопроводе равен или ниже нижнего предела измерения расхода	Уменьшение давления воды в подающем трубопроводе.  1.2 Уменьшение расхода в системе из-за неисправности запорной или регулирующей арматуры. 1.3 Торможение турбины ТПР вследствие: 1.3.1 загрязнения  1.3.2 Поломки турбины или подшипникового зла	1.1 Спомощью регулирующей арматуры увеличить расход. 1.2 Выявить и отремонтировать или заменить неисправную арматуру 1.3 Демонтировать ТПР, разобрать 1.3.1 Почистить и промыть 1.3.2 Проверить исправность, заменить неисправные детали	Выполняется специалистами предприятия-изготовителя или сервисной организации. После устранения дефекта необходима внеочередная проверка. Прим. для п.п. 1.2, 1.3 Работы по п.п.2.2...2.4 выполняются специалистами монтажной организации.
2 То же, что в п.1, но расход воды равен нулю	2.1 То же что в п.п. 1.2, 1.3 2.2 Обрыв линии связи между ТПР и вычислителем. 2.3 Отсутствие электрического контакта в ПСИ-90Ф или входных контактах канала измерения расхода вычислителя. 2.4 Неисправность ПСИ-90Ф	2.1 То же что и п.п. 1.2, 1.3 2.2 Выявить и устранить обрыв.  2.3 Обеспечить надежный контакт в электрическом соединении.  2.4 Заменить ПСИ-90Ф	
3 Значительное величение расхода воды при пониженном давлении в подающем	3 Утечка воды в системе теплоснабжения	3 Устранить утечку	

Наименование неисправности, внешнее проявление	Вероятная причина	Метод устранения	Примечание
1	2	3	4
<p>трубопроводе</p> <p>4 При заведомом отсутствии расхода воды через ТПР на дисплее вычислителя индицируется значение расхода.</p>	<p>4 Воздействие внешних электромагнитных помех напряженностью более 40 А/м</p>	<p>4 Устранить источник помех, при невозможности – смонтировать ферромагнитный экран на ТПР и ПСИ-90Ф</p>	<p>Выполняется специалистами сервисной или монтажной организации</p>
<p>5 В закрытой системе теплотребления или в открытой системе при отсутствии водоразбора в трубопроводе ГВС разница в измеренных значениях массы (массового расхода) по подающему и обратному трубопроводам превышает нормированную погрешность измерения:</p> <p>5.1 Значение массы (массового расхода) по подающему трубопроводу больше, чем по обратному</p> <p>5.2 Значение массы (массового расхода) по обратному трубопроводу больше, чем по прямому</p>	<p>5.1.1 Утечка воды в системе теплотребления.</p> <p>5.1.2 Торможение турбины ТПР вследствие загрязнения или поломки турбины или подшипникового узла ТПР на обратном трубопроводе</p> <p>5.2 То же, что по п.5.1.2, но на подающем трубопроводе</p>	<p>5.1.1 Устранить течь.</p> <p>5.1.2 То же, что в п.1.3</p> <p>5.2 То же, что в п.1.3.</p>	<p>Прим. для п.1.3</p> <p>Прим. для п.1.3</p>

### 13 Маркировка и пломбирование

13.1 На корпусе ТПР крепится табличка, на которой нанесены:

- Товарный знак и наименование предприятия – изготовителя;
- Сокращенное или полное наименование ТПР и его тип, обозначение ТУ;
- Диаметр условного прохода ТПР;
- Условное давление ТПР;
- Пределы измерения расхода;
- Заводской номер;
- Год изготовления;
- Знак, указывающий направление потока жидкости.

13.2 Маркировка составных частей теплосчетчика – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

13.3 Контактные электрические соединения составных частей теплосчетчика для подключения внешних электрических цепей первичных преобразователей имеют маркировку номеров контактов или сокращенного (условного) обозначения цепи, а зажимы заземления – маркировку знака заземления.

13.4 Маркировка транспортной тары содержит:

- полное или условное наименование грузополучателя и его адрес;
- полное или условное наименование грузоотправителя, наименование пункта отправления;
- манипуляционные знаки: «Осторожно, хрупкое!», «Боится сырости», «Верх, не кантовать».

13.5 Пломбирование ПСИ к корпусу ТПП осуществляется при выпуске из производства (или специалистами сервисной организации – при обслуживании) твердой металлической или пластмассовой пломбой.

13.6 Пломбирование крышки ПСИ производится при сдаче в эксплуатацию смонтированного теплосчетчика стальной или медной проволокой, пропущенной в отверстие специального винта крепления крышки, концы которой скреплены твердой металлической или пластмассовой пломбой.

13.7 Пломбирование остальных составных частей теплосчетчика – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

13.8 Право распломбирования составных частей теплосчетчика имеют представители организаций, их опломбировавших.

## **14 Упаковка**

14.1 Теплосчетчики упаковываются в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 15 до 40 °С и относительной влажности до 80 % при отсутствии в окружающей среде агрессивных примесей.

14.2 Комплект теплосчетчика упаковывается в деревянный ящик, выложенный внутри битумированной бумагой и имеющий распорки, перегородки, отсеки и другие приспособления, предотвращающие перемещение и повреждение составных частей теплосчетчика и документации.

14.3 Допускается транспортирование составных частей теплосчетчика в отдельной таре без размещения их в общем ящике.

14.4 Требование к упаковке составных частей теплосчетчика – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

14.5 В каждый ящик вкладывается упаковочный лист, содержащий следующие сведения:

- общее количество упаковочных мест и номер места;
- наименование и количество составных частей теплосчетчика, упакованных в данный ящик;
- дата упаковки;
- подпись ответственного за упаковку, подпись и штамп представителя ОТК.

## 15 Транспортирование и хранение

15.1 Допускается транспортирование комплектов теплосчетчиков в упаковке в контейнерах, закрытых железнодорожных вагонах, в трюмах речных и морских судов, в герметизированных отапливаемых отсеках самолетов и автомобильным транспортом с защитой от атмосферных осадков.

При транспортировании изделий необходимо руководствоваться существующими правилами погрузки, крепления и перевозки грузов для конкретного вида транспорта.

Погрузку и выгрузку производить в соответствии с предупредительными знаками на транспортной таре.

15.2 Транспортирование комплектов теплосчетчиков по грунтовым дорогам допускается в кузове грузового автомобиля на расстояние до 500 км со скоростью до 40 км/час.

15.3 Транспортирование теплосчетчиков в упаковке должно осуществляться при температуре от минус 50 до + 40 °С и относительной влажности 80 % при 25 °С (верхнее значение 98 % при 35 °С), температурный режим транспортирования вычислителей должен соответствовать требованиям их эксплуатационной документации.

15.4 Размещение и крепление упакованных теплосчетчиков в транспортных средствах должны обеспечивать их устойчивое положение, исключать возможность ударов о другие транспортируемые изделия и стенки транспортных средств.

15.5 Комплекты теплосчетчиков должны храниться на стеллажах в упакованном виде в сухом отапливаемом помещении при температуре окружающего воздуха от 5 до 40 °С и относительной влажности до 80 % при температуре 25 °С. Воздух помещения не должен иметь примесей агрессивных газов и паров.

15.6 Предельный срок транспортирования и хранения теплосчетчиков – 6 месяцев со дня отгрузки предприятием-изготовителем.

### По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Калининград +7 (4012) 72-21-36	Новороссийск +7 (8617) 30-82-64	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астана +7 (7172) 69-68-15	Калуга +7 (4842) 33-35-03	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Киров +7 (8332) 20-58-70	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сызрань +7 (8464) 33-50-64
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Сыктывкар +7 (8212) 28-83-02
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Курск +7 (4712) 23-80-45	Первоуральск +7 (3439) 26-01-18	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владимир +7 (4922) 49-51-33	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Воронеж +7 (4732) 12-26-70	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Иваново +7 (4932) 70-02-95	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саранск +7 (8342) 22-95-16	Чебоксары +7 (8352) 28-50-89
Иркутск +7 (3952) 56-24-09	Нижневартовск +7 (3466) 48-22-23	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
Йошкар-Ола +7 (8362) 38-66-61	Нижнекамск +7 (8555) 24-47-85	Смоленск +7 (4812) 51-55-32	Череповец +7 (8202) 49-07-18
Казань +7 (843) 207-19-05			Ярославль +7 (4852) 67-02-35

сайт: [enha.pro-solution.ru](http://enha.pro-solution.ru) | эл. почта: [ptf@pro-solution.ru](mailto:ptf@pro-solution.ru)

телефон: 8 800 511 88 70