



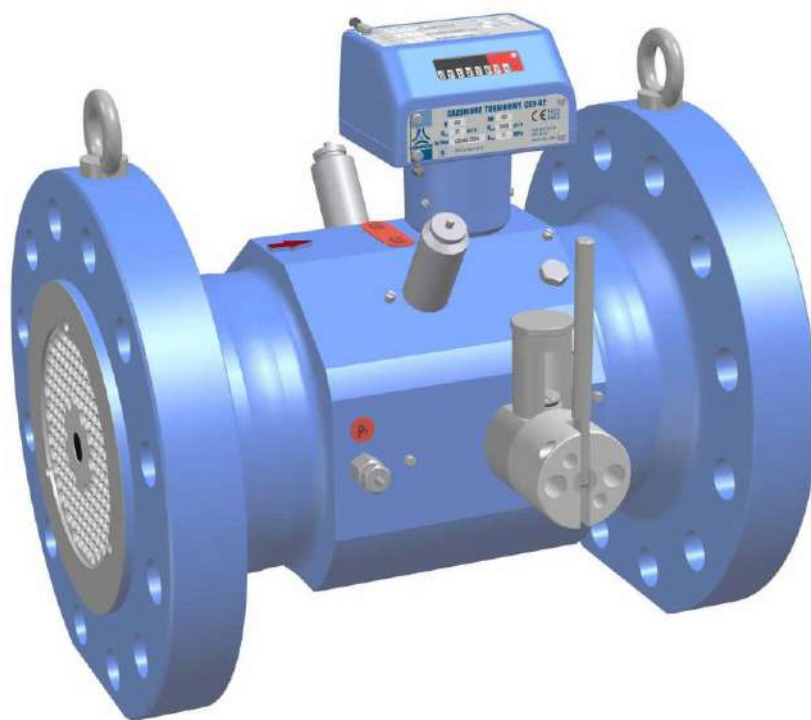
ISO 9001
ISO 14001
ISO 45001

COMMON S.A.
ul. Aleksandrowska 67/93
91-205 Łódź
tel.: +48 42 253 66 00
tel.kom.: +48 601 255 580
fax: +48 42 253 66 99
e-mail: common@common.pl



СЧЕТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ CGT

Руководство по эксплуатации



CGT/IU14Rus

г. Лодзь, 12 Мая 2022 г.

Common S.A. сообщает о возможности модернизации и модификации устройства счетчиков при соблюдении требований стандартов касающихся метрологии и правил безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

1..... НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ	3
1.1. Назначение	3
1.2. Условия применения	3
2..... ТИПОРАЗМЕРЫ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	5
2.1. Типоразмеры и измерительные диапазоны	5
2.2. Допускаемая погрешность.....	6
2.3. Перепад давления в счетчике.....	6
3..... КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ	7
3.1. Принцип работы турбинного счетчика	7
3.2. Основные составные узлы	8
3.3. Отсчетное устройство и места отбора электрических сигналов	9
3.4. Места измерения давления газа.....	13
3.5. Места измерения температуры газа.....	13
3.6. Материалы	14
3.7. Смазка	14
4..... МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВКА.....	15
5..... ГАБАРИТНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ	18
6..... ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ	20
7..... УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ.....	20
8..... УСТАНОВКА СЧЕТЧИКА	21
9..... ПУСК В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	23
10. . ОБСЛУЖИВАНИЕ	24
11. . ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМА ГАЗА	25
11.1. Точность измерений	25
11.2. Приведение измеренного объема газа к стандартным условиям. Взаимодействие с корректором объема газа.....	25
12. . ПОДБОР НЕОБХОДИМОГО ТИПОРАЗМЕРА СЧЕТЧИКА CGT	27

1. НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Назначение

Счетчики газа турбинные CGT (далее по тексту — счетчики) предназначены для измерения объема природного газа по ГОСТ 5542 при проведении коммерческого учета газа, а также для работы в системах контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

В стандартном исполнении они могут устанавливаться в местах, где вероятно появление взрывоопасной среды в виде смеси газов с воздухом принадлежащих к группам взрывоопасности IIA и IIB (например: природный газ, пропан), а в специальном исполнении также к группе IIC (например: водород, ацетилен).

В таблице 1 указаны физические свойства газов и смесей газов на которых могут работать счетчики CGT.

Счетчики выпускаются в следующих исполнениях по рабочему давлению: PN10, PN16, PN20 (ANSI150), PN25, PN40, PN50 (ANSI300), PN63, PN100, PN110 (ANSI600).

Счетчики CGT могут устанавливаться в помещениях со стабильной температурой, а также вне помещений, но при этом рекомендуется применение защитных мер от непосредственного неблагоприятного атмосферного воздействия (контейнеры, шкафы, крышки, покрытие итп.).

1.2. Условия применения

1. Согласно метрологическим нормам:

-	сертификат утверждения типа РФ PL.C.29.004.A № 52815 номер в Госреестре РФ 55323-13
- диапазон температур окружающей среды	$-25^{\circ}\text{C} \leq T_a \leq +70^{\circ}\text{C}$
- диапазон температур измеряемого газа	от -25°C до $+70^{\circ}\text{C}$
- хранение при температуре	от -30°C до $+70^{\circ}\text{C}$
- класс защиты от механических воздействий	M2
- класс защиты от электромагнитных воздействий	E2
- метрологические характеристики	Таблица 2
- рабочие положения счетчика	H, VU, VD
- соответствие стандартам	EN 12261 + A1:2006
- длина прямого приточного участка	мин. 2 Ду
- длина прямого сточного участка	не нормируется

2. Согласно требованиям работы во взрывоопасных зонах:

- сертификат	РОСС PL.ГБ05.B03510
- стандартное исполнение	1ExialIBT4
- специальное исполнение	1ExialICT4
- степень защиты отсчетного устройства	IP66/67

3. Согласно требованиям работы под давлением

Максимальное рабочее давление газа:

- для счетчиков в исполнении PN10	1,0 МПа
- для счетчиков в исполнении PN16	1,6 МПа
- для счетчиков в исполнении PN20 (ANSI150)	2 МПа
- для счетчиков в исполнении PN25	2,5 МПа
- для счетчиков в исполнении PN40	4,0 МПа
- для счетчиков в исполнении PN50 (ANSI300)	5 МПа
- для счетчиков в исполнении PN63/PN64	6,4 МПа
- для счетчиков в исполнении PN100	10 МПа
- для счетчиков в исполнении PN110 (ANSI600)	11 МПа

Таблица 1

Наименование газа	Условное обозначение	Плотность, кг/м ³	Исполнение счетчика
аргон	Ar	1.66	стандартное IIВ
азот	N ₂	1.16	
бутан	C ₄ H ₁₀	2.53	
двуокись углерода	CO ₂	1.84	
этан	C ₂ H ₆	1.27	
этилен	C ₂ H ₄	1.17	
гелий	He	0.17	
метан	CH ₄	0.67	
воздух	≈ N ₂ +O ₂	1.2	
пропан	C ₃ H ₈	1.87	
окись углерода	CO	1.16	
водород	H ₂	0.084	специальное IIC
ацетилен	C ₂ H ₂	1,09	

2. ТИПОРАЗМЕРЫ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Типоразмеры и измерительные диапазоны

Таблица 2. Типоразмеры и измерительные диапазоны турбинных счетчиков CGT

DN Условный диаметр	G Типоразмер счетчика	Q _{max} Максимальный расход	Q _{min} Минимальный расход для диапазонов:			НЧ Цена импульса датчика НЧ	Цена импульса датчиков ВЧ (приблизённые значения)	
			1:20	1:30	1:50 ^(*)		HF1, HF2	HF3 ÷ HF6
-	-	м3/ч	м3/ч	м3/ч	м3/ч	имп/м3	имп/м3	имп/м3
DN 50	G 65	100	5	-	-	10	2610	94829
DN 80	G 100	160	8	-	-	1	742	26974
	G 160	250	13	8	-	1	742	26974
	G 250	400	20	13	8	1	470	17059
DN 100	G 160	250	13	8	-	1	692	16782
	G 250	400	20	13	8	1	692	16782
	G 400	650	32	20	13	1	401	9719
DN 150	G 400	650	32	20	13	1	227	6873
	G 650	1000	50	32	20	1	227	6873
	G1000	1600	80	50	32	0,1	129	3910
DN 200	G 650	1000	50	32	20	1	114	3113
	G 1000	1600	80	50	32	0,1	116	3167
	G 1600	2500	130	80	50	0,1	67	2025
DN 250	G 1000	1600	80	50	32	0,1	58	2111
	G 1600	2500	130	80	50	0,1	58	2111
	G 2500	4000	200	130	80	0,1	34	1223
DN 300	G 1600	2500	130	80	50	0,1	32	1181
	G 2500	4000	200	130	80	0,1	32	1181
	G 4000	6500	320	200	130	0,1	19	680
DN 400	G 2500	4000	200	130	80	0,1	13	444
	G 4000	6500	320	200	130	0,1	13	444
	G 6500	10000	500	320	200	0,1	7,0	285
DN500	G6500	10000	500	320	-	0,1	6,3	247
	G10000	16000	800	500	320	0,01	3,6	159
DN600	G10000	16000	800	500	320	0,01	3,6	153
	G16000	25000	1300	800	500	0,01	2,0	103

(*) – касается счетчиков предназначенных для работы при давлении $2 \text{ МПа} \leq p \leq 11 \text{ МПа}$

2.2. Допускаемая погрешность

Максимальный ($Q_{\max}$) и минимальный ($Q_{\min}$) объем расход газа, а также цена импульса датчика НЧ, в зависимости от типоразмера счетчика, приведены в таблице 2.

Пределы допустимой относительной погрешности счетчика (в диапазоне объемных затрат) составляет:

$$Q_{\min} \leq Q < Q_t \text{ — } \pm 2,0\%;$$

$$Q_t \leq Q \leq Q_{\max} \text{ — } \pm 1,0\%$$

$Q_t = 0,20 Q_{\max}$ в диапазоне отношения $Q_{\min}/Q_{\max} = 1:20$,

$Q_t = 0,15 Q_{\max}$ в диапазоне отношения $Q_{\min}/Q_{\max} = 1:30$,

$Q_t = 0,10 Q_{\max}$ в диапазоне отношения $Q_{\min}/Q_{\max} = 1:50$.

2.3. Перепад давления в счетчике

Счетчик газа вызывает перепад давления в трубопроводе. Значение перепада давления на счетчиках CGT для плотности газа ρ_0 равной $1,2 \text{ кг/м}^3$ можно определить с помощью диаграммы представленной на Рис.1.

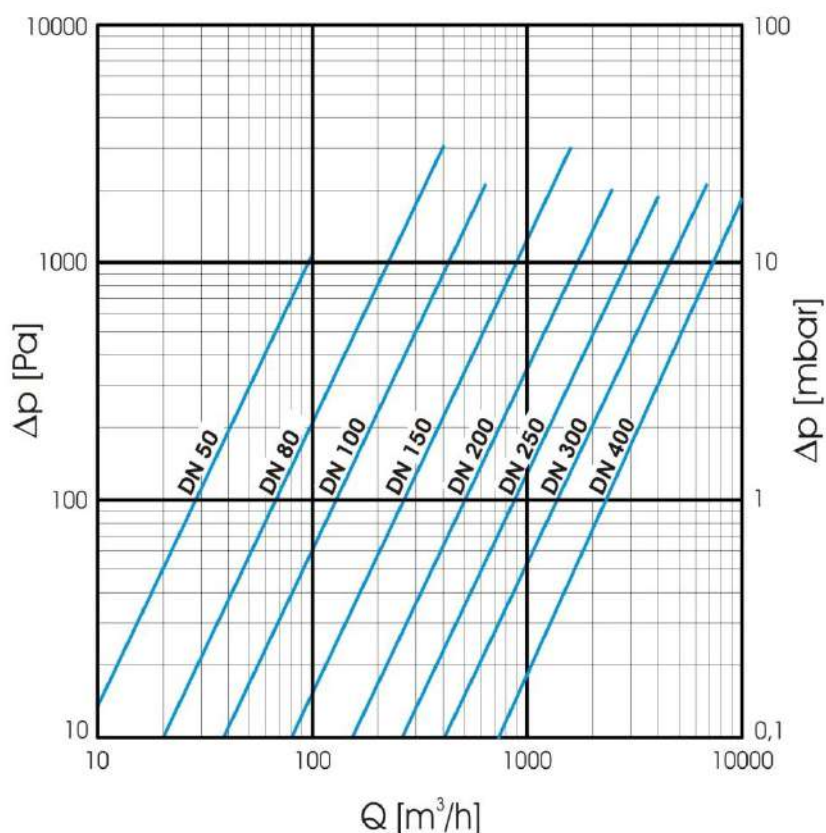


Рис.1. Перепад давления в турбинных счетчиках CGT
для газа плотностью $\rho_0 = 1,2 \text{ кг/м}^3$

Перепад давления при рабочих условиях $\Delta p_{\text{раб}}$ [Па] вычисляют по формуле:

$$\Delta p_{\text{раб}} = \frac{\rho}{\rho_0} \frac{p_a + p}{p_a} \Delta p$$

где: ρ - плотность газа [кг/м^3],

p_a - атмосферное давление ($p_a \cong 101 \text{ [кПа]}$),

p - избыточное давление газа перед счетчиком [кПа],

Δp - перепад давления при работе на воздухе (по Рис. 1) [Па].

3. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ

3.1. Принцип работы турбинного счетчика

Счетчик газа турбинный CGT работает по принципу пропорциональности скорости вращения крыльчатки турбины к линейной скорости потока (объемного расхода) газа. Поток газа попадающий в счетчик через струевыпрямитель вызывает вращение крыльчатки турбины. Движение вращения от крыльчатки турбины передается посредством зубчатых передач и магнитного сцепления в отсчетное устройство. Отсчетное устройство суммирует объем газа прошедший через счетчик при рабочих условиях, а восьмипозиционный сумматор показывает значение этой суммы.

Метрологическая характеристика и точность измерений счетчика сохраняются только в пределах определенного диапазона расхода газа от $Q_{\text{макс}}$ до $Q_{\text{мин}}$, который указывается на заводской табличке каждого счетчика. Этот диапазон вытекает из законов механики газов и конструктивных свойств счетчика.

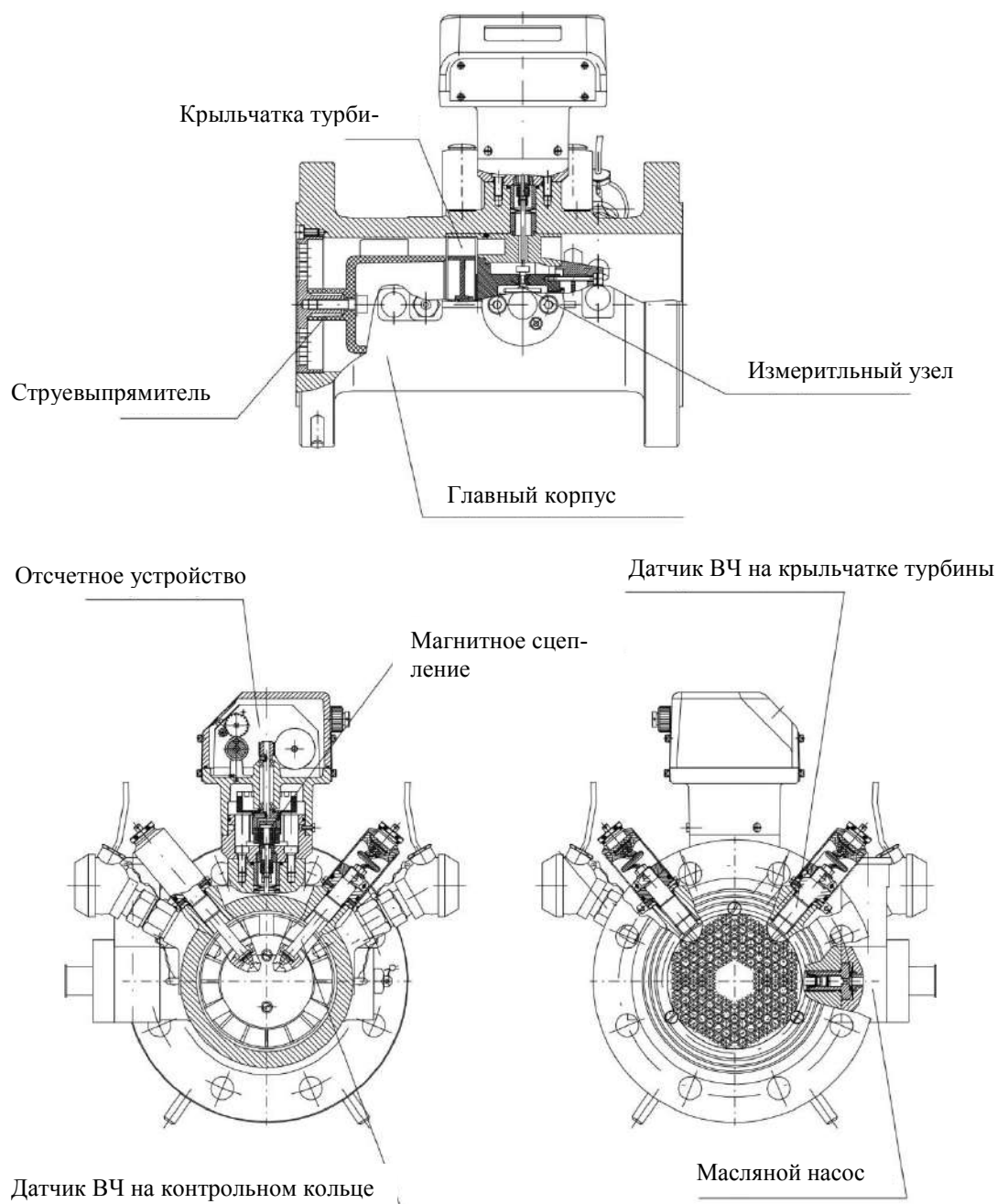


Рис.2. Счетчик газа турбинный CGT в сборе

3.2. Основные составные узлы

Главный корпус. Главный корпус счетчика нагружен как давлением газа, так и напряжениями возникающими от присоединений газопровода. Корпуса счетчиков в размерах от DN50 до DN200 на давления PN16 и PN20 чаще в виде отливки из ковкого чугуна, но могут также исполняться как стальные сварные или как обработанная поковка. Корпуса на давления PN25, PN40, PN50, PN63, PN100 и PN110 изготавливаются только в стальном исполнении. Корпуса счетчиков больших типоразмеров, начиная с DN250 только стальные сварные. Присоединительные фланцы корпусов типа „В” и присоединительные размеры соответствуют требованиям EN1092-1 и ISO 7005-1. Габаритные и присоединительные размеры, а также приближенные массы счетчиков указаны в таблицах 3а и 3б. По отдельным заявкам счетчики могут поставаться с фланцами в других исполнениях (например, со шлицами) или по другим стандартам (ANSI). На корпусе находятся технологические отверстия для помещения датчиков импульсов высокой частоты, датчиков давления и датчиков температуры.

Измерительный узел. Измерительный узел состоит из турбины, механического редуктора и струевыпрямителя. Крыльчатка турбины размещена вдоль оси корпуса счетчика и установлена на двух миниатюрных шарикоподшипниках. Струевыпрямитель размещен перед турбиной и его задача заключается в симметричном распределении направления потока газа на лопасти крыльчатки турбины. Механический редуктор (червячная и цилиндрическая передачи) редуцирует скорость движения вращения и через магнитную муфту передает в отсчетное устройство.

Отсчётное устройство. Узел состоит из ведомой части магнитного сцепления, механизма сумматора и датчиков электрических импульсов. Сцепление передает движение вращения крыльчатки турбины в механизм сумматора. В механизме сумматора происходит редукция частоты вращения и приводятся в движение барабанчики сумматора, в результате чего происходит срабатывание датчика низкой частоты. Ведомая часть сцепления может дополнительно оснащаться ступенчатым колесом в качестве индуктора импульсов высокой частоты. На крышке отсчетного устройства находятся разъемы для вывода электрических импульсов. Как опция отсчетное устройство может дополнительно оснащаться механическим выводом движения вращения (раздел Вывод движения вращения Рис. 9).

Узел смазки. Задачей узла является смазка подшипников вала турбины. Остальные механизмы счетчика CGT не смазываются так как в них применены подшипники содержащие запас смазывающего средства.

Счетчики CGT могут поставаться в следующих исполнениях:

- необслуживаемые (без необходимости периодической смазки),
- с поршневым масляным насосом.

В необслуживаемом исполнении счетчика, подшипники вала турбины самосмазывающиеся и не требуются их периодическая смазка.

В версии с масляным насосом для смазки подшипников вала турбины применяется ручной поршневой насос, присоединенный к масляному бачку (емкость бачка 20см³).

Турбинные счетчики DN50 в стандартном исполнении необслуживаемые, но в качестве опции могут поставаться с масляным насосом или смазочным клапаном.

3.3. Отсчетное устройство и места отбора электрических сигналов

Отсчетное устройство показывает прошедший через счетчик объем газа при рабочем давлении и температуре, а также позволяет вывести электрические сигналы для дальнейшего преобразования в информацию о прошедшем объеме и расходе газа. Отсчетное устройство поворачивается на угол до 345° , что позволяет его закрепить в любом удобном положении.

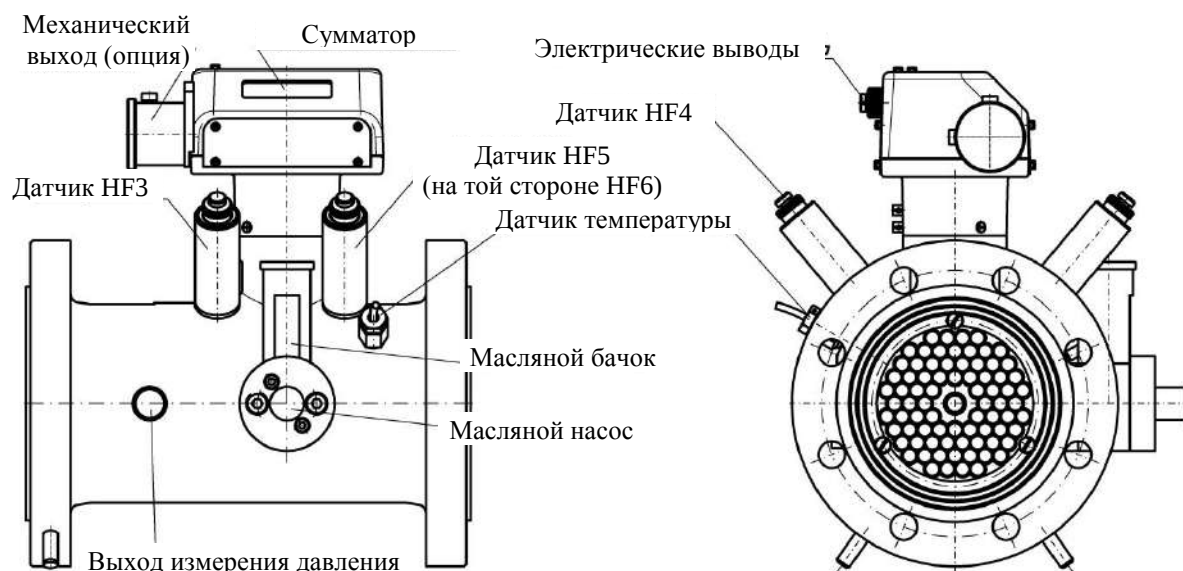


Рис.3. Размещение измерительных выходов в счетчике CGT

Вывод электрических сигналов. Электрические сигналы могут быть двух видов: низкой частоты НЧ (LF-low frequency) и высокой частоты ВЧ (HF-high frequency). Размещение всех возможных датчиков НЧ и ВЧ в отсчетном устройстве счетчика CGT указаны на Рис. 4.

В стандартном исполнении в счетчике устанавливают два датчика НЧ (CLFK), но в полном исполнении отсчетное устройство счетчика может оснащаться :

- двумя индукционными датчиками НЧ CLFI (LF2-1, LF2-2),
- двумя индукционными датчиками ВЧ (HF1-1, HF1-2).

По желанию потребителя счетчик может оснащаться дополнительным датчиком сигнализации магнитного поля AFK.

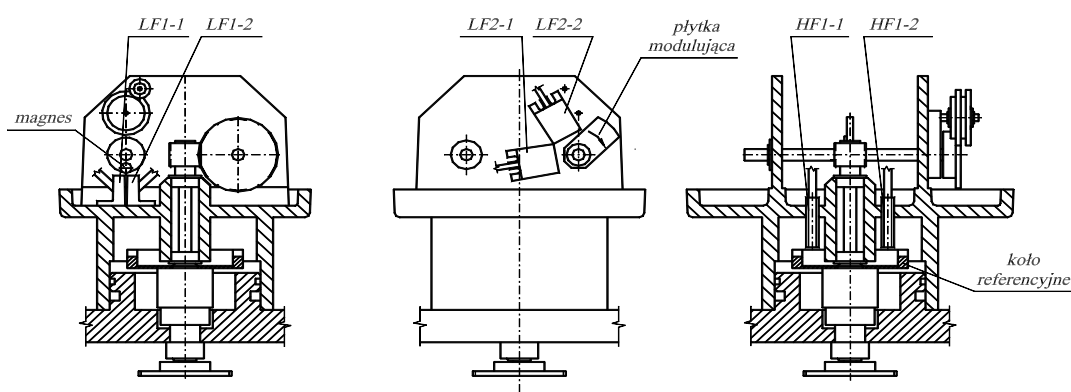


Рис. 4. Размещение датчиков импульсов в отсчетном устройстве счетчика CGT.

Герконные датчики НЧ (CLFK) предусмотрены для подключения к корректору установленного на не большом расстоянии от счетчика (до 2 м).

Индукционные датчики низкой и высокой частот, могут передавать сигналы на более дальние расстояния (до 200 м), но требуют внешней подпитки.

Цена импульса датчика низкой частоты для счетчиков разных типоразмеров указаны в таблице 2. Цена импульса датчика высокой частоты определяется индивидуально для каждого экземпляра счетчика в процессе поверки и указывается на верхней заводской табличке. Прочерк означает что данного датчика нет.

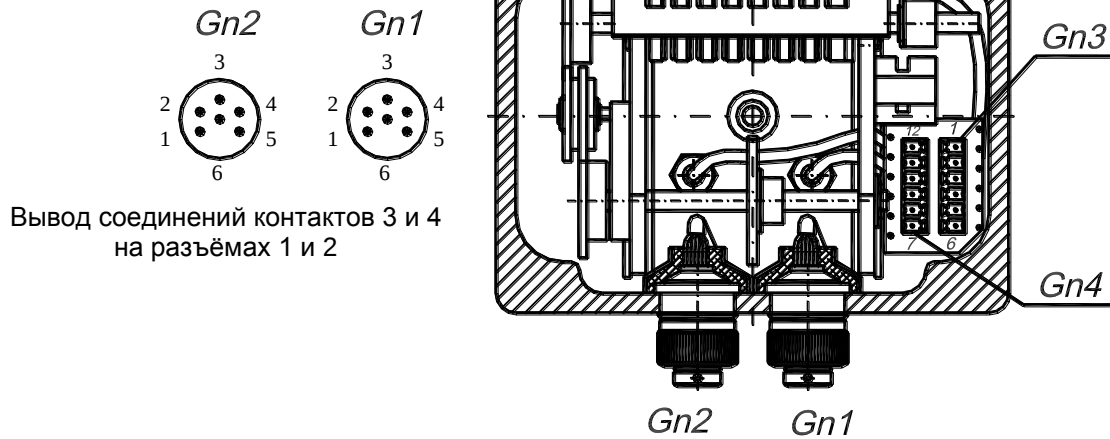


Таблица 3. Возможные варианты соединений датчиков с выходными разъемами

	Стык	Полярность	LFK 1		LFK 2		AFK		LFI 1		LFI 2		HF 1		HF 2	
разъем 1	1	–	S						O							
	4	+		S						O						
	2	–			O		P		P		O				O	
	5	+				O		P		P		O				O
	3	–					O						P			
	6	+						O						P		
разъем 2	1	–			P				O							
	4	+				P				O						
	2	–			O		O				P				O	
	5	+				O		O				P				O
	3	–											O		P	
	6	+												O		P

S - соединения в стандартном исполнении

P - рекомендуемые соединения

O – допускаемые соединения

Рис. 5. Схема соединений датчиков импульсов в счетчике CGT

Искробезопасные параметры датчиков импульсов, которые могут устанавливаться в отсчетном устройстве турбинного счетчика CGT:

HF	LFI	LFK
Индуктивный датчик ВЧ	Индуктивный датчик НЧ	Герконный датчик НЧ
$U_i = 15,5 \text{ V DC}$	$U_i = 15,5 \text{ V DC}$	$U_i = 15 \text{ VDC}$
$I_i = 52 \text{ mA}$	$I_i = 52 \text{ mA}$	$I_i = 60 \text{ mA}$
$P_i = 169 \text{ mW}$	$P_i = 169 \text{ mW}$	$P_i = 200 \text{ mW}$
$L_i \approx 0$	$L_i = 40 \text{ } \mu\text{H}$	$L_i = 150 \text{ } \mu\text{H}$
$C_i \approx 0$	$C_i = 28 \text{ nF}$	$C_i = 150 \text{ nF}$

Номинальные параметры работы датчиков:

герконы

активное сопротивление замкнутого стыка

$$R_z = 100\Omega \div 2 \text{ k}\Omega ,$$

активное сопротивление разомкнутого стыка

$$R_o > 100 \text{ M}\Omega ,$$

макс. частота переключений

$$f_p = 2 \text{ Hz} .$$

индукционные

Bi1-EG05-Y1

макс. частота переключений

$$f_p = 2 \text{ Hz},$$

$$f_p = 5 \text{ kHz}.$$

Остальные параметры работы применяемых датчиков удовлетворяют требованиям стандарта EN 60947-5-6.

Все датчики присоединены к розеткам типа „Tuchel” C091 31N006 100 2 (мама). К этим разъёмам подходят 6-контактные вилки типа „Tuchel” C091 31N006 100 2 (папа). Степень защиты разъёма - IP67.

Техн. данные контактрона LF1:

Макс. напряжение. 24 V,
 Макс. ток 100 mA ,
 Сопротивление стыка 0,15 Ω ,
 Макс. частота 500 Hz .

Техн. данные индукционного датчика LF2

Номинальное напряжение. 8,2 V,
 Ток неактивного датчика < 1,2 mA ,
 Ток активного датчика > 2,1 mA ,
 Нагрузка ≤ 1 k Ω ,
 Макс. Частота 200 Hz.

Согласно стандарту DIN 19234 выходное напряжение может принимать значения:

- в неактивном состоянии $U_L < 1,2$ V,
- в активном состоянии $U_H > 2,1$ V.

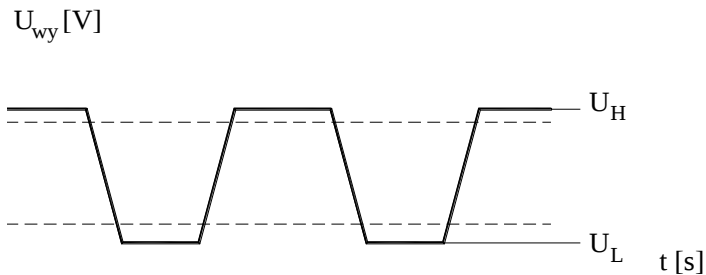


Рис. 6. Характеристики выходного сигнала низко- и высокочастотных индукционных датчиков.

Технические данные индукционного высокочастотного датчика HF1:

Номинальное напряжение. 8,2 V,
 Ток неактивного датчика < 1,2 mA ,
 Ток активного датчика > 2,1 mA ,
 Нагрузка ≤ 1 k Ω ,
 Макс. Частота 5 kHz.

Характеристики выходного сигнала индукционных датчиков высокой частоты HF1 и низкочастотных LF2 - идентичны (Рис. 7).

Вывод импульсов ВЧ (HF) особо удобен для наблюдения за текущим расходом газа протекающего через счетчик.

Электрические выходы датчиков ВЧ устанавливаемых на корпусе счетчика. На корпусе счетчика можно установить максимально четыре индукционные датчики высокой частоты HF:

- два датчики ВЧ на роторе турбины,
- два датчики ВЧ на контрольном колесе.

При установке датчика HF в корпусе счетчика требуется высокая точность и применение специализированного электронного контрольного оборудования.

Поэтому эта операция может выполняться только производителем или авторизованным им представителем.

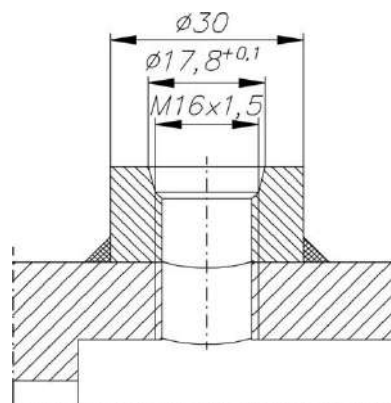


Рис. 7. Эскиз отверстия для установки датчика импульсов HF.

Искробезопасные параметры датчиков импульсов высокой частоты, которые могут устанавливаться в **корпусе** турбинного счетчика CGT:

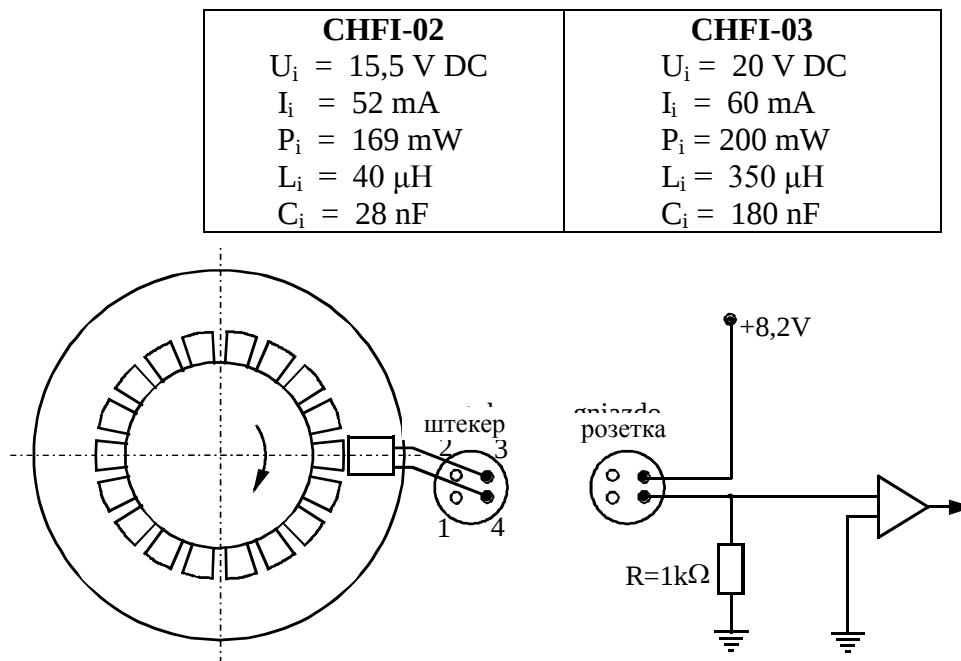


Рис.8. Схема присоединения датчика ВЧ установленного на корпусе турбинного счетчика

Цена импульса датчика высокой частоты HF определяется индивидуально для каждого счетчика в процессе поверки и указывается на верхней заводской табличке.

Наличие датчика высокой частоты дает возможность решения ряда задач как например:

- непрерывное наблюдение за текущим расходом газа,
- управление системой автоматизации расхода,
- управление станцией одоризации газа.

Вывод движения вращения. Как опция счетчик может дополнительно оснащаться механическим выводом движения вращения. На конце вала отсчетного устройства находится лопатка с помощью которой можно приводить в движение определенные устройства присоединяемые к счетчику. Скорость вращения вала идентична скорости самого быстрого барабанчика сумматора. Направление вращения по часовой стрелке. Максимальный момент нагрузки лопатки 0,4Нмм для счетчика DN50 и 0,7Нмм для остальных счетчиков.

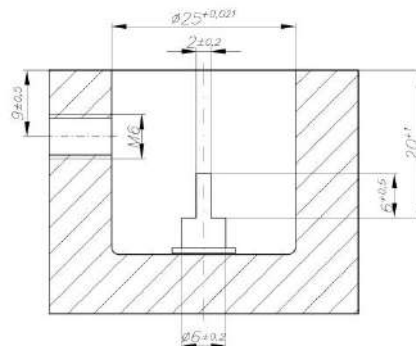


Рис. 9. Присоединительные размеры механического выхода

Подключение к выходу энкодера позволяет передавать показание сумматора счетчика на расстояние с помощью средств передачи данных.

3.4. Места измерения давления газа

Фитинги предназначенные для измерения давления газа находятся на обеих сторонах главного корпуса счетчика (Рис. 3). В отверстиях нарезанная коническая дюймовая резьба $\frac{1}{4}$ NPT (Рис. 10).

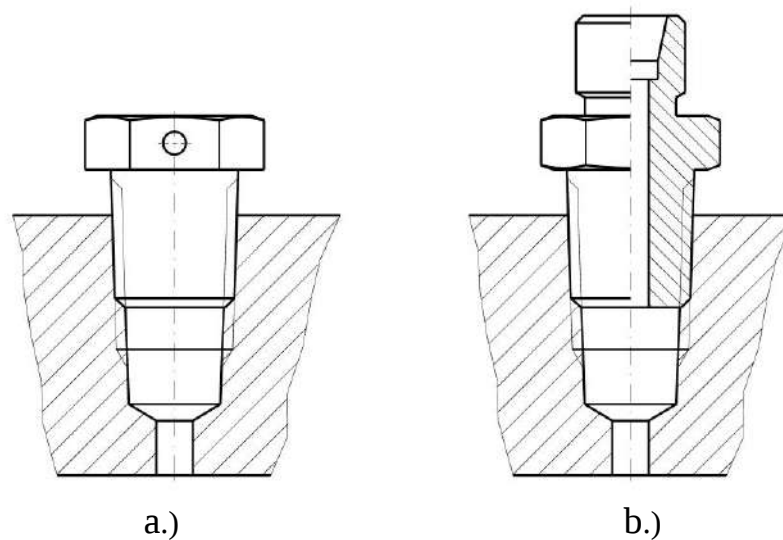


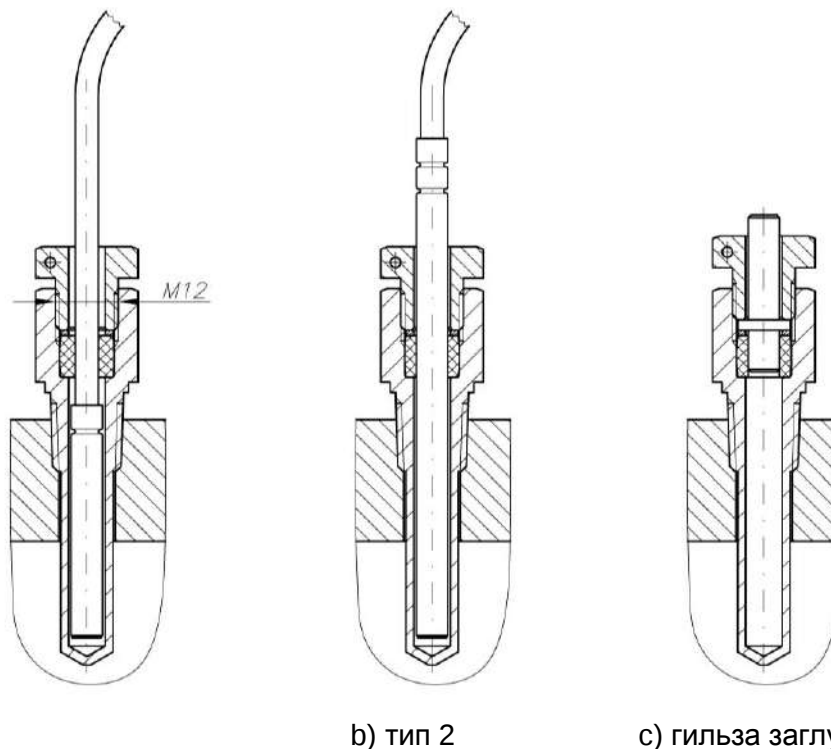
Рис 10. Фитинг $\frac{1}{4}$ NPT для измерения давления га

Отверстия предназначены для присоединения датчиков давления (непосредственно в отверстие Рис. 10b) или посредством трехходовых кранов. Неиспользуемые отверстия глушатся пробками (Рис. 10a). Заглушки могут предохраняться пломбами.

3.5. Места измерения температуры газа

Отверстия предназначенные для измерения температуры газа находятся в главном корпусе счетчика (Рис. 3).

В отверстия ввинчиваются термометрические гильзы. В гильзы помещаются датчики термометров сопротивления (Рис. 11a и 11b). Неиспользованная гильза (Рис. 11c) глушится пробкой. Неиспользованные отверстия глушатся пробками $\frac{1}{4}$ NPT (Рис. 10a).



а) тип 1

б) тип 2

с) гильза заглушенна пробкой

Рис. 11 Термометрические гильзы

3.6. Материалы

Материалы применяемые для производства счетчиков СГТ обеспечивают коррозионную стойкость на весь срок эксплуатации. Они также отвечают требованиям по искробезопасности, установленные государственным органом.

- Главный корпус счетчика предназначенного для работы под давлением до 16 бар изготовлен из чугуна с шаровидным графитом, который сохраняет вязкость также при отрицательных температурах. Корпуса больших счетчиков (Ду 250 и больше) а также счетчиков предназначенных для работы при более высоких значениях давления - стальные.
- Лакокрасочное покрытие счетчика имеет хорошую адгезию к чугунному или стальному корпусу и маслостойкость.
- Ротор турбины изготовлены из магнево-алюминиевого сплава.
- Комплектующие детали механизмов (валы, подшипники, червяки) изготавливаются из нержавеющей стали.
- Уплотнения механизмов и измерительных выходов выполнены из аттестованного газостойкого материала NBR.
- Неметаллические детали, такие как зубчатые колеса счетного механизма, в головке счетчика, а также прозрачные детали, такие как окошко сумматора, масляной бачок изготовлены из аттестованного органического стекла с антиэлектростатическими свойствами.

3.7. Смазка

Каждый турбинный счетчик (кроме DN50) обеспечен масляным насосом и после монтажа подлежит заполнению маслом. На масляном насосе обозначено тип масла применяемого на момент изготовления счетчика.

В процессе эксплуатации рекомендуется применение следующих масел: Lubrina L12, Shell Tellus T15 или VELOL 9Q (VR09) для счетчиков Ду 80, Lubrina 23 для счетчиков Ду >80. Решается также использовать масла Isoflex PDP10 (для счетчиков Ду 80), и Isoflex PDP38, а также Aeroshell Fluid12 (для счетчиков Ду > 80).

Во время эксплуатации счетчик необходимо смазывать раз в две недели. Один ход поршня масляного насоса соответствует приблизительно $1/3 \text{ см}^3$. Для смазки счетчиков необходимо выполнить несколько ходов поршня:

- для счетчиков Ду 80, 100 — 5;
- для счетчиков Ду 150, 200 — 10;
- для счетчиков Ду 250, 300 — 15, и так далее.

Для счетчиков предназначенных для работы при $P_{\max}$ до 1,6 МПа, кнопка поршня находится под колпачком. Для счетчиков предназначенных для работы при $P_{\max} > 1,6$ МПа, перемещение поршня выполняется с помощью рукоятки.

Необходимо следить за наличием масла в бачке масляного насоса.

4. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВКА

Основные данные счетчика, технические параметры а также знаки допусков государственных органов указаны на заводской табличке (Рис. 12). Она закреплена на головке счетчика.

На табличке электрических выводов (Рис. 13) указаны искробезопасные параметры цепей выводов импульсов низкой и высокой частоты.

На табличке разъёмов (Рис. 14) представлена маркировка подсоединений.



Рис. 12. Передняя заводская табличка.



- в зависимости от расположения на месте работы:



Рис. 13. Верхняя табличка выводов электрических импульсов.

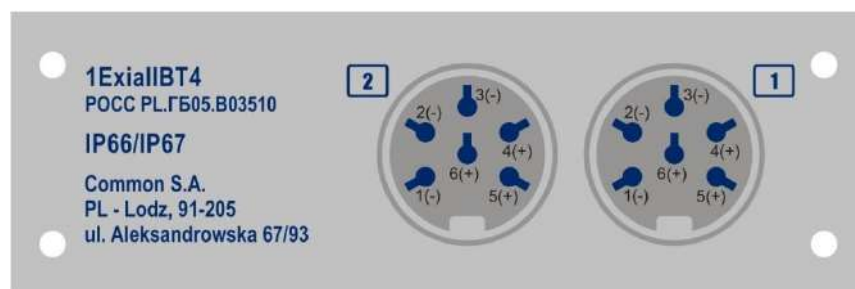


Рис. 14. Задняя табличка – исполнение для газов групп IIA и IIB.

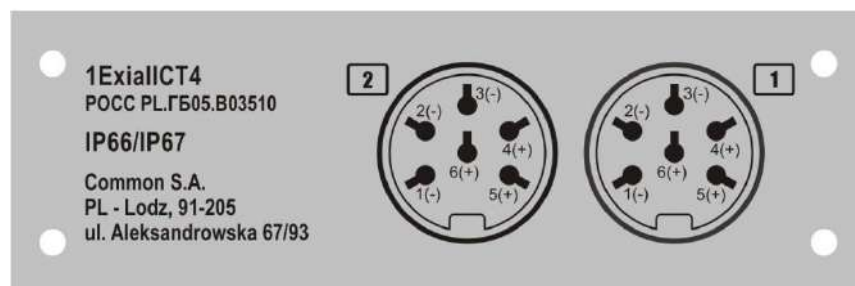


Рис. 14а. В исполнении счетчика для газов группы IIC все таблички полностью металлические, а надписи выполнены травлением.

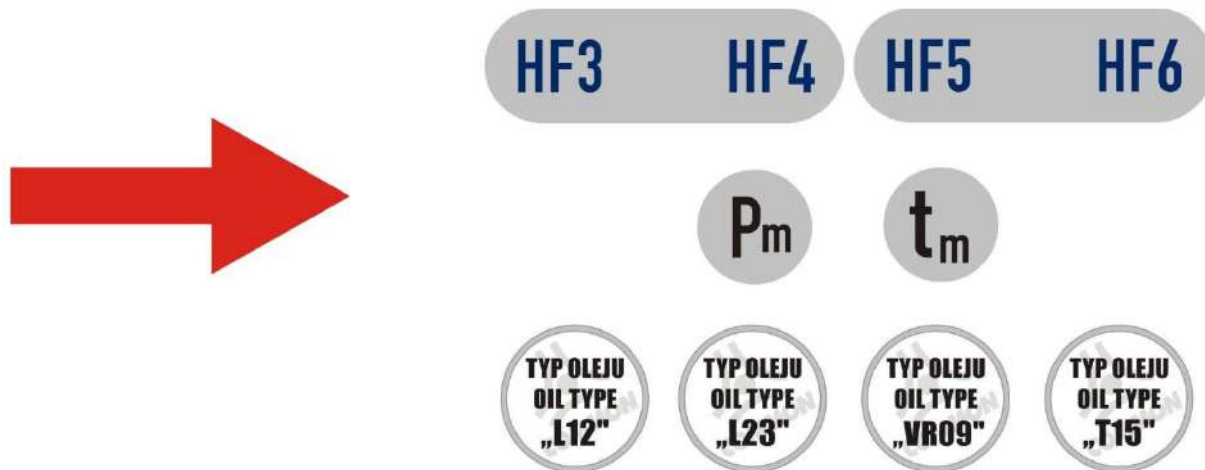


Рис.15. Обозначение направления потока газа, мест отбора давления и температуры газа, мест установки датчиков ВЧ, и типы применяемых масел.

На каждом счетчике установлены поверочные и предохранительные пломбы. Первичная поверка счетчика проводится лабораторией завода изготовителя а очередные поверки в процессе эксплуатации - метрологическим органом страны потребителя. На счетчике предусмотрены следующие места для установки пломб:

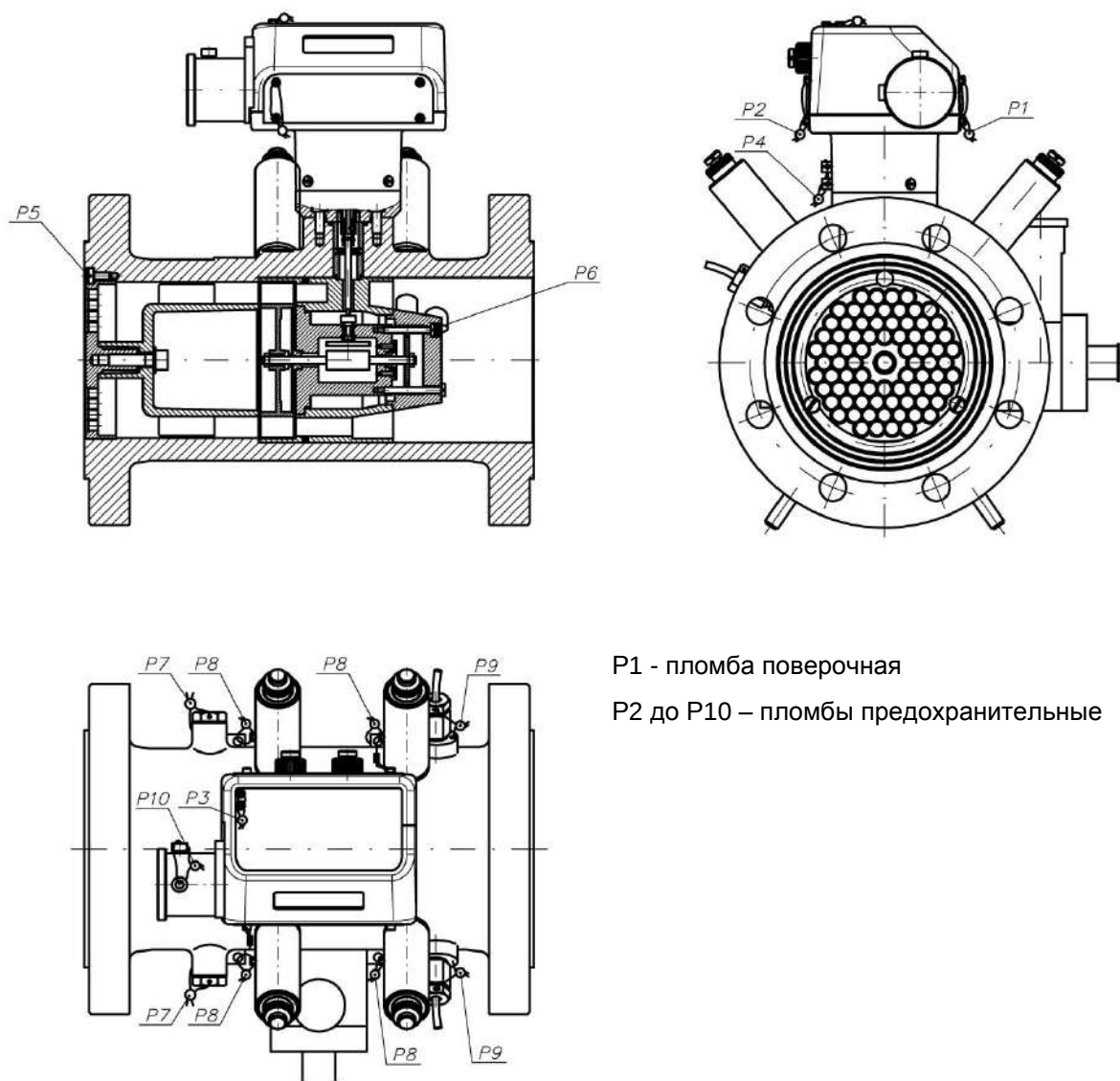


Рис. 16. Пломбировка счетчика CGT

После установки счетчика на место работы уполномоченный представитель газового хозяйства устанавливает свои предохранительные пломбы (термометр, накидные гайки импульсной трубки, штекер кабеля НЧ от корректора, рукоятка трехходового крана).

Не использованные розетки выходов электрических сигналов на головке счетчика, должны быть закрыты заводскими заглушками, а на них так же необходимо установить предохранительные пломбы.

Наличие пломб с клеймом метрологического органа о проведенной поверке или наличие сертификата о метрологической поверке указывает на признание счетчика законным средством измерения.

Межповерочный интервал определяется законом страны потребителя. После истечения межповерочного интервала счетчик должен быть представлен на очередную метрологическую поверку.

Фирма COMMON рекомендует: до сдачи счетчика на периодическую метрологическую поверку, предоставить его представителю завода на сервисное обслуживание для очистки, регулировки и возможный мелкий ремонт. Представитель завода указан в паспорте счетчика.

5. ГАБАРИТНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ

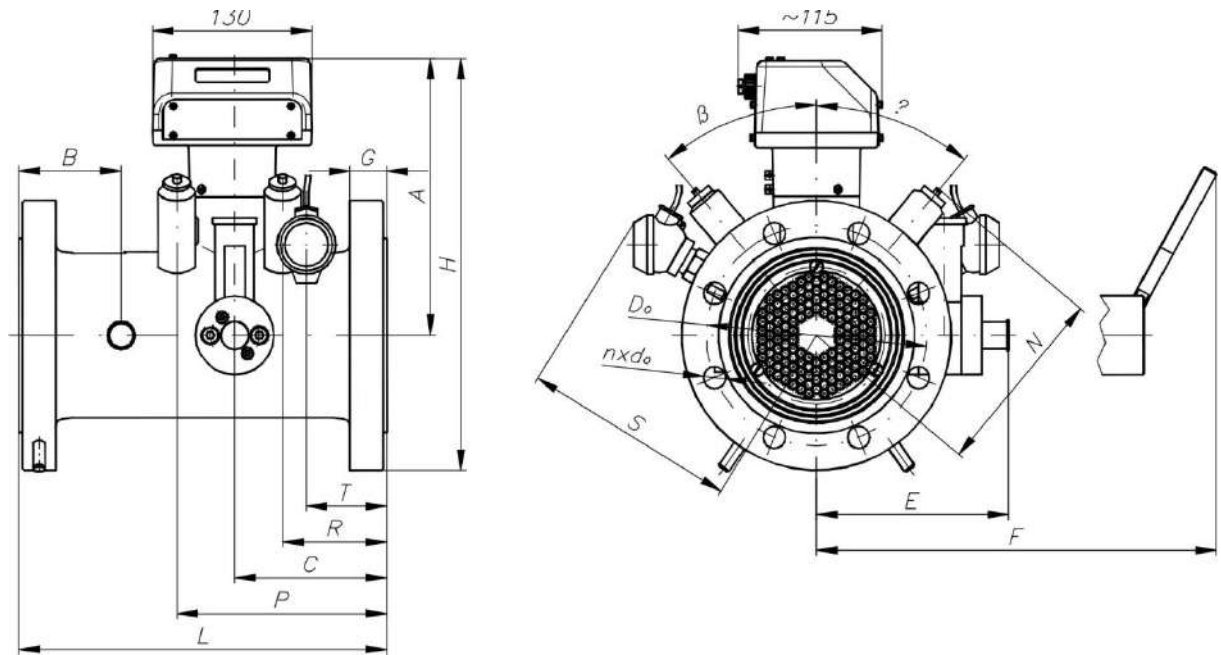


Рис. 17. Габаритные размеры счетчиков CGT

DN	присоединение (фланцы)	DZ	Do	do
мм		мм	мм	мм
50	PN16	165	125	18
	PN20	150	120,5	18
	PN50	165	127	18
	PN63	180	135	22
	PN110	165	127	18
80	PN16	200	160	18
	PN20	190	152,5	18
	PN50	210	168,5	22
	PN63	215	170	22
	PN110	210	168,5	22
100	PN16	220	180	18
	PN20	230	190,5	18
	PN50	255	200	22
	PN63	250	200	26
	PN110	275	216	26
150	PN16	285	240	22
	PN20	280	241,5	22
	PN50	320	270	22
	PN63	345	280	33
	PN110	355	292	29,5
200	PN16	340	295	22
	PN20	345	298,5	22
	PN50	380	330	26
	PN63	415	345	36
	PN110	420	349	32,5
250	PN16	405	355	26
	PN20	405	362	26
	PN50	445	387,5	29,5
	PN63	470	400	36
	PN110	510	432	35,5

300	PN16	460	410	26
	PN20	485	432	26
	PN50	520	451	32,5
	PN63	530	460	36
	PN110	560	489	35,5
400	PN16	580	525	29,5
	PN20	600	540	29,5
	PN50	650	571,5	35,5
	PN110	685	603	42
500	PN16	715	650	32,5
	PN20	700	635	32,5
	PN50	775	686	35,5
	PN110	815	724	45
600	PN16	840	770	35,5
	PN20	815	749,5	35,5
	PN50	915	813	42
	PN110	940	838	51

Таблица 3а. Габаритные и присоединительные размеры счетчиков CGT. Часть 1.

DN	присоединение (фланцы)	корпус	L	H	A	B	C	E	F	G	N	P	R	S	T	α	β	масса	
			мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	°	°	кг	
50	PN16/20	отливка	150	286	203	42	58	150	-	21	~140	91	-	-	-	45	-	8	
	PN16/20	точный, фрезерованный		286				150	-	15								9	
	PN50/63			294				-	226	26								12	
	PN110			286				-	226	32								17	
80	PN16/20	отливка	240	316	215	60	95	146	-	27	~150	137	-	-	-	45	-	18	
	PN16/20	точный, фрезерованный		301	206			80	146	-								23	19
	PN50/63			306					-	222								30	26
	PN110			302					-	222								38	29
100	PN16/20	отливка	300	340	229	101	124	157	-	30	~165	171	85	~172	66	40	60	23	
	PN16/20	точный, фрезерованный		320	220			157	-	25					85		65	24	
	PN50/63			338				-	233	34								40	
	PN110			347				-	233	44								52	
150	PN16/20	отливка	450	400	256	125	180	185	-	33	~190	231	141	~197	110	35	55	47	
	PN16/20	точный, фрезерованный		377	247	155		185	-	28					141		60	65	
	PN50/63			409				-	261	43								80	
	PN110			412				-	261	54								115	
200	PN16/20	отливка	600	441	270	212	240	202	-	35	~205	333	168	~212	168	30	55	70	
	PN50/63	сварной		479				-	282	50								120	
	PN110			481				-	282	62								160	
250	PN16/20	сварной	750	502	298	270	330	232	-	32	~225	425	258	~233	225	30	55	130	
	PN50/63			534				-	308	55								195	
	PN110			553				-	308	70								255	
300	PN16/20	сварной	900	554	323	300	350	258	-	38	~250	448	278	~257	245	30	55	190	
	PN50/63			590				-	345	60								275	
	PN110			604				-	345	73								360	
400	PN16/20	сварной	1200	673	410	500	400	-	390	46	305	570	425		320			410	
	PN50			742						67								510	
	PN110			777						92								650	
500	PN16/20	сварной	1500	773	460	630	550	-	440	49	355	745	575		470			620	
	PN50			867						70								780	
	PN110			907						102								1000	
600	PN16/20	сварной	1800	907	510	850	600	-	490	52	405	820	625		520			970	
	PN50			1026						74								1200	
	PN110			1051						113								1500	

Таблица 36. Габаритные и присоединительные размеры счетчиков CGT. Часть 2.

6. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Турбинный счетчик является средством измерения и требует внимательного обращения. В частности необходимо соблюдать следующие указания :

- * Во время транспортировки нельзя его бросать, опрокидывать, встряхивать (например перевозя его на жесткой платформе).
- * Не допускается хватать счетчик за головку.
- * Предохранительные наклейки, фольгу или заглушки на отверстиях счетчика, удалять не ранее чем непосредственно перед монтажом.
- * Место хранения счетчика должно предохранять его от атмосферных осадков и влаги.
- * Следить за состоянием установленных пломб. В случае их повреждения теряется гарантия и государственная поверка.
- * На время хранения на складе нет необходимости заливать счетчик маслом.

7. УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

К работам связанным с монтажом, обслуживанием и эксплуатацией допускаются работники, которые имеют необходимую квалификацию и ознакомлены с правилами техники безопасности.

Запрещается использование счетчика при давлении превышающем максимальное рабочее давление, указанное на счетчике.

Категорически запрещается выполнять операции, связанные с отбором давления, установкой датчиков "HF", заменой масляного насоса на счетчике, который находится под давлением.

Категорически запрещается при проверке мест утечки газа подносить к счетчику огонь.

Категорически запрещается после монтажа подвешивать и положить на счетчик какие-либо предметы.

При наличии запаха газа в помещении, где установлен счетчик, запрещается пользоваться огнем, курить, включать приборы, которые не выполнены во взрывобезопасном исполнении. Счетчик необходимо остановить согласно разделу 9, проветрить помещение, принять меры по устранению негерметичности.

8. УСТАНОВКА СЧЕТЧИКА

До установки счетчика на газопровод следует проверить соответствие параметров работы данного газопровода. В частности обратить внимание на допустимое избыточное давление $p_{\max}$, и допустимый расход $Q_{\max}$.

Допускается превышение $Q_{\max}$ не больше чем на 25%, и на время не больше чем 30 минут. Если в течение работы счетчика вероятно превышение $Q_{\max}$ на больше чем 25 %, рекомендуется установка ограничительной шайбы на расстоянии 5÷10 DN за счетчиком. Размеры шайбы подбираются индивидуально в зависимости от типоразмера счетчикапри, расхода, давления и температуры газа.

До монтажа счетчика должна быть изготовлена байпасная линия DN 15÷20мм.

Требуемая минимальная длина прямого приточного участка трубопровода перед турбинным счетчиком типа CGT = 2 Ду

Турбинные счетчики могут работать в следующих положениях:

- счетчики обозначенные на заводской табличке буквой  - предназначены для работы только в горизонтальном положении,
- счетчики обозначенные буквами  или  - в вертикальном положении, с направлением протекания газа соответственно: **Upstream** или **Downstream**.

Независимо от исполнения счетчика бачок маслососа (кроме счетчика Ду 50) должен быть расположен вертикально. Направление потока газа должно совпадать со стрелкой, нанесенной на корпус счетчика.

Дальнейшие указания по по установке счетчиков:

- * Счетчик не должен монтироваться в самом низком месте прохождения газопровода, так как там может скапливаться конденсат и засорения.
- * Счетчики должны монтироваться в помещениях или шкафах, они не должны подвергаться воздействию атмосферных осадков или других веществ (пыль).
- * Счетчик должен быть смонтирован между трубами соответствующего диаметра, расположенные соосно, согласно требованиям газовых предписаний.
- * Трубы не должны создавать монтажной нагрузки на счетчик.
- * До установки счетчика трубопровод должен быть продут с целью удаления засорений. На начальный период работы счетчика рекомендуется устанавливать перед ним сетчатые предохранители, которые задержат песок, окалину, остатки сварных швов и другую грязь, которая может быть в трубопроводе после ремонтных работ. При первой инспекции газопровода сетчатый предохранитель можно убрать.

COMMON откажется выполнить гарантийные обязательства в случае механических повреждений или засорения механизма счетчика

- * До окончательного монтажа необходимо проверить правильное расположение счетчика. Стрелка на корпусе счетчика должна отвечать направлению протекания газа.
- * Уплотнительные прокладки следует подобрать в соответствии с размерами уплотнительных поверхностей и рабочего давления. Прокладки не должны выступать внутрь газопровода.

Для соединения счетчика с фланцами газопровода следует применять болты удовлетворяющие требованиям стандартов: EN 1515-1, EN 1515-2, EN ISO 898-1.

Таблица 4. Мин. требуемые значения предела текучести материала болтов R_e [МПа]

	PN10	PN16	PN20	PN25	PN40	PN50	PN63	PN100	PN110
DN50	200	200	170	220	350	190	375	410	420
DN80	150	150	270	170	275	205	285	310	445
DN100	180	180	185	140	225	285	255	305	435
DN150	165	165	185	155	245	310	250	260	360
DN200	220	150	265	160	210	305	220	345	420
DN250	190	130	165	165	235	235	305	405	340
DN300	225	160	215	165	235	255	305	340	360
DN400	175	155	170	170	255	225	240	400	350

Таблица 5а. Моменты затяжки болтов на фланцах – для гладких резьбовых соединений с применением смазки $M_{пот}$ [Нм].

	PN10	PN16	PN20	PN25	PN40	PN50	PN63	PN100	PN110
DN50	44	44	38	44	68	37	144	270	82
DN80	33	33	60	33	53	78	108	203	171
DN100	40	40	41	53	86	115	169	291	288
DN150	70	70	75	101	161	118	323	336	344
DN200	95	63	101	104	199	201	390	609	548
DN250	81	97	109	157	309	225	536	920	603
DN300	97	117	143	155	309	331	540	993	634
DN400	129	151	163	294	583	397	1000	1797	1028

Таблица 5б. Моменты затяжки болтов на фланцах – для нормальных резьбовых соединений без смазки $M_{пот}$ [Нм].

	PN10	PN16	PN20	PN25	PN40	PN50	PN63	PN100	PN110
DN50	82	82	71	82	127	69	267	501	153
DN80	61	61	112	62	99	144	201	377	317
DN100	74	74	76	99	159	208	312	544	534
DN150	131	131	139	187	299	219	601	626	643
DN200	177	118	187	193	372	373	730	1141	1021
DN250	150	180	201	293	575	421	1005	1718	1129
DN300	180	217	265	290	576	617	1011	1863	1187
DN400	239	282	305	551	1089	743	1877	3379	1929

Примечание:

Для счетчиков условных диаметров DN500 и DN600 требуемые параметры материала крепежа и моменты затяжки определяются в сопровождающей документации.

9. Пуск в эксплуатацию

До планируемого пуска, счетчик должен быть залит смазочным маслом согласно требованиям раздела 3.7. Смазка.

При типовой схеме установки счетчика на трубопровод с байпасом (Рис. 18), пуск счетчика проводят следующим образом :

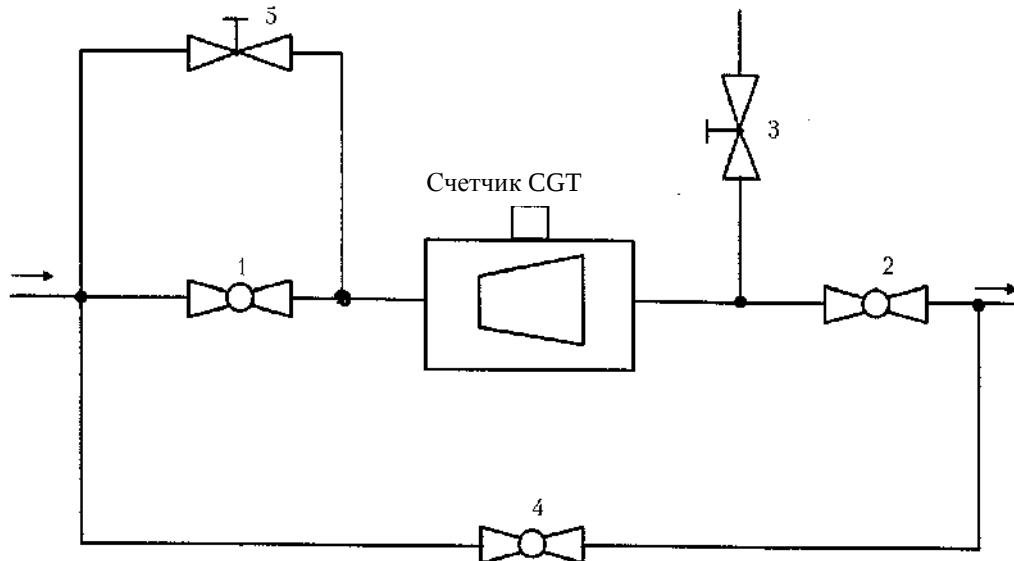


Рис. 18. Схема измерительного узла с байпасом

- 1) Счетчик пускают при закрытых кранах 1 , 2 и 5 и при открытом кране байпаса 4. Кран 3 тоже открыт с целью удаления воздуха.
- 2) После окончательной затяжки болтов закрепляющих счетчик на трубопроводе, следует **медленно** открывать кран 5.
- 3) Когда содержание кислорода в газе уходящим через кран 3 станет ниже 2 % , этот кран закрывают.
- 4) Когда счетчик остановится (после того как ротора провернулись при заполнении измерительного участка газом) и давление газа до счетчика и после счетчика выровнялось следует :
 - * закрыть кран 5,
 - * открыть кран 1,
 - * **медленно** открывать кран 2 (до полного открытия).
- 5) Закрыть кран байпаса (4). Счетчик налажен для работы.

При снятии счетчика с трубопровода поступают в обратном порядке :

- 1) сначала открыть кран байпаса 4,
- 2) **медленно** закрывать кран 2,
- 3) закрыть кран 1,
- 4) **медленно** удалять газ из измерительного участка с помощью крана 3.

В случае другой схемы измерительного узла поступают по тому-же принципу :

Очень медленно открывать и закрывать протекание газа через счетчик.

При несоблюдении этого правила появится большой перепад давления перед и за счетчиком. Роторы и механизм счетчика не являются запорной арматурой – в этом случае они выйдут из строя вследствие непосредственного действия давления.

10. ОБСЛУЖИВАНИЕ

Счетчики CGT у которых нет масляного насоса не требуют никаких действий ухода во время эксплуатации.

Единственным действием ухода за счетчиком оснащенным масляным насосом, во время эксплуатации, является периодическая смазка согласно указаниям Раздела 3.6 Смазка, проверка уровня масла в бачке и его доливка. Так как масляной бачок отделен от внутренней полости счетчика работающей под давлением газа, доливку масла можно просвести в любой момент без остановки работы счетчика.

При обнаружении каких-либо признаков неисправности в работе счетчика (например неравномерная работа или приостановление счетного механизма, стуки, утечка масла), необходимо сдать счетчик представителю "COMMON" SA на ремонт.

Категорически запрещается срывать пломбы и пытаться самостоятельно ремонтировать счетчик.

На счетчики действует гарантия завода изготовителя на условиях указанных в паспорте.

11. ИЗМЕРЕНИЕ ОБЪЕМА ГАЗА

11.1. Точность измерений

Измерение количества протекающего газа осуществляется с точностью вытекающей из метрологических свойств счетчика, определенных при его поверке.

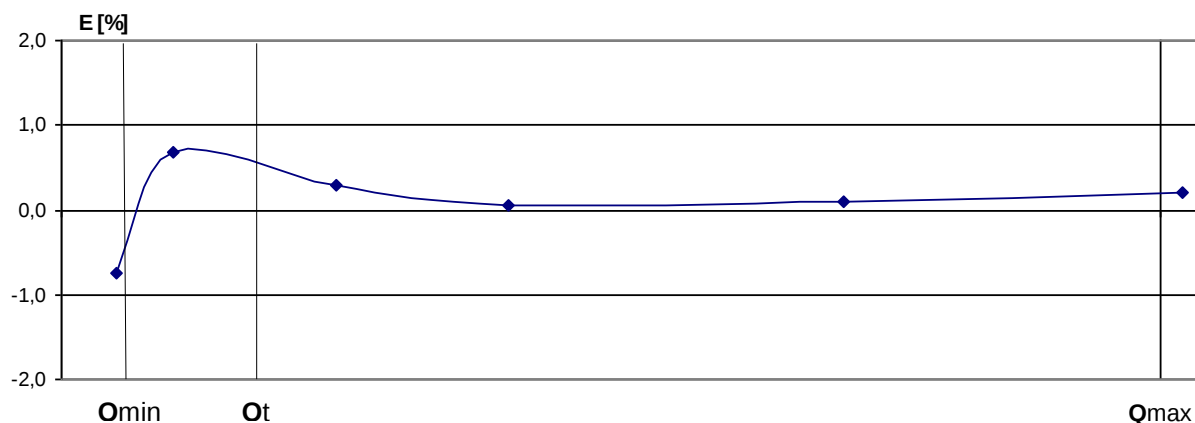


Рис. 20. Пример кривой погрешности турбинного счетчика газа CGT

Кривая погрешности полученная при поверке не может выходить за пределы допускаемой погрешности указанной в разделе 2.2. «Допускаемая погрешность».

11.2. Приведение измеренного объема газа к стандартным условиям.

Взаимодействие с корректором объема газа

Так как счетчик определяет объем газа прошедший через него при рабочих условиях, для проведения расчета, необходимо пересчитать его показания и привести их к стандартным условиям:

$$V_b = \frac{V_m}{Z} \cdot \frac{P_m}{P_b} \cdot \frac{T_b}{T_m} = 2,696 \frac{V_m}{Z} \cdot \frac{p + p_a}{t + 273,15}$$

где: $V_b [м^3]$ - откорректированный объем (приведенный к стандартным условиям),
 $V_m [м^3]$ - объем измеренный счетчиком в рабочих условиях,
 $Z [-]$ - относительный коэффициент сжимаемости газа;
 $P_b [кПа]$ - стандартное давление (101,325 кПа),
 $P_m [кПа]$ - абсолютное давление газа перед счетчиком,
 $p [кПа]$ - избыточное давление газа перед счетчиком,
 $p_a [кПа]$ - атмосферное давление
 $T_b [K]$ - стандартная температура (293,15 K),
 $T_m [K]$ - абсолютная температура газа,
 $t [°C]$ - температура газа.

Соответственные расчеты, по вышеуказанному закону, проводит корректор объема газа. Корректор получает три входных сигнала: сигнал о расходе газа в виде импульса низкой частоты или высокой частоты, цена одного импульса указана на счетчике, сигнал давления через канал измерения давления и сигнал температуры газа через канал измерения температуры.

На пути канала измерения давления рекомендуется применять трехходовой кран типа СКМТ (его рабочие положения показаны на Рис. 21):

а и б – положения для проверки давления и калибровки датчика давления, с - основное рабочее положение.

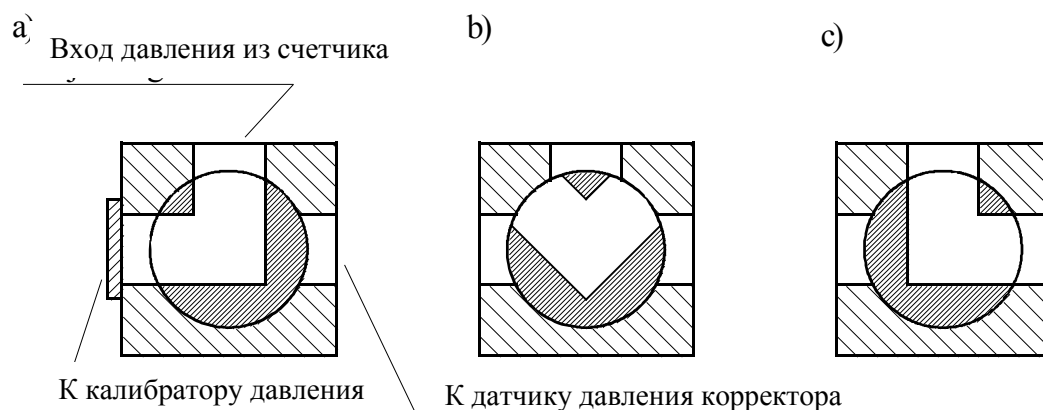


Рис. 21. Рабочие положения трехходового крана



Положение рукоятки крана в его основном рабочем положении фиксируется пломбой. Нарушить пломбу и поставить новую после проведения проверки, имеет право только представитель газового хозяйства.

Рис. 22. Трехходовой кран СКМТ

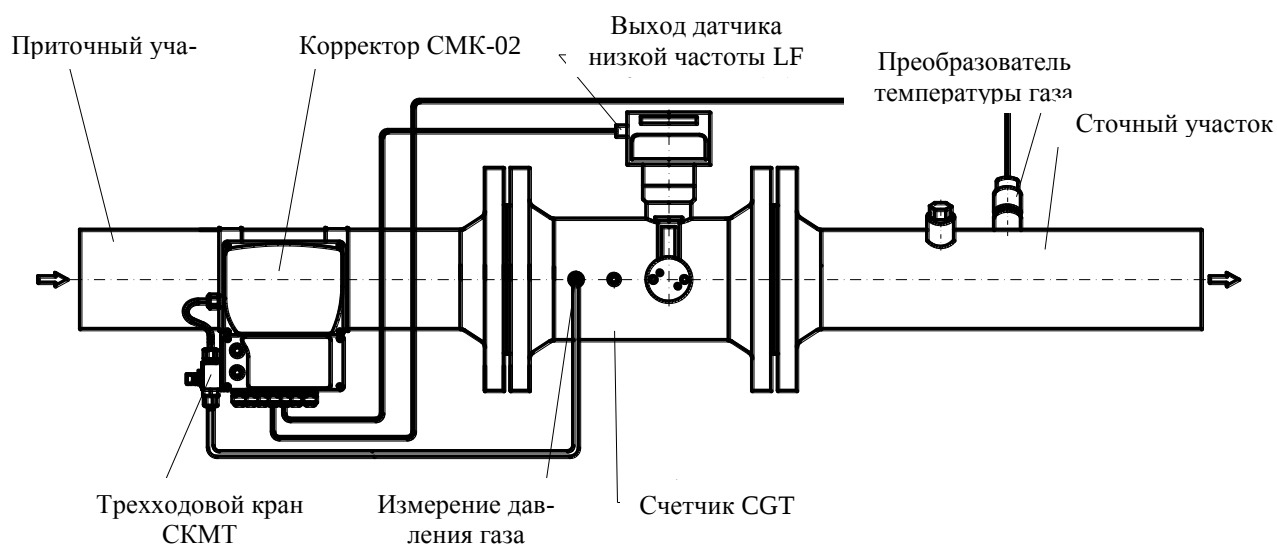


Рис. 23. Турбинный счетчик CGT с корректором СМК-02 (пример монтажа)

В данном случае температура газа измеряется термометром сопротивления на входном участке трубопровода. В других исполнениях - если это допускается предписаниями страны пользователя, термометрические гильзы находятся непосредственно в главном корпусе счетчика.

12. ПОДБОР НЕОБХОДИМОГО ТИПОРАЗМЕРА СЧЕТЧИКА CGT

Пересчет в объемные единицы приведенные к стандартным условиям производится по формуле:

$$V_b = V_m \cdot \frac{P \cdot T_b}{T \cdot Z \cdot P_b}$$

где:

$V_m [м^3]$ – объем газа измеренный при рабочих условиях измерения,

$P [кПа]$ - абсолютное давление газа,

$T [K]$ - абсолютная температура газа,

$Z [-]$ - относительный коэффициент сжимаемости данного газа при P и T , который определяется по таблицам приведенным в РД 50-213-80,

$T_b = 293,15 K$ и $P_b = 101,325 кПа$ - соответственно стандартные температура и давление по ГОСТ 2939-63.

Типоразмер счетчика (пределы измерительного диапазона) подбирают путем расчета максимальных и минимальных потребительских затрат газа при рабочих условиях.

Пересчет на единицы расхода в рабочих условиях проводят по формуле:

$$Q = Q_b \cdot \frac{t + 273,15}{27 \cdot (p + p_a)}$$

где:

$Q [м^3/час]$ - расход газа при рабочих условиях,

$Q_b [м^3/час]$ - потребительские затраты газа приведенные к стандартным условиям,

$t [°C]$ - температура газа,

$p [кПа]$ - избыточное давление газа,

$p_a [кПа]$ - атмосферное давление.

Определяя нижний предел измерительного диапазона счетчика Q_{min} можно также воспользоваться закономерностью, что если поверка была проведена на воздухе при атмосферном давлении, то действительное значение Q_{min} при рабочем давлении газа отличается от значения определенного при поверке.

Для турбинного счетчика эту зависимость выражает формула:

$$Q_{min \text{ действ}} = Q_{min} \sqrt{\frac{\rho_{возд}}{\rho}} = Q_{min} \sqrt{\frac{\rho_{возд} \cdot 101,3}{\rho_b (p + p_a)}} \cong 11 \frac{Q_{min}}{\rho_b (p + p_a)}$$

где:

$Q_{min \text{ действ}} [м^3/час]$ - действительное значение нижнего предела измерительного диапазона счетчика при рабочем давлении газа,

$Q_{min} [м^3/час]$ - Q_{min} счетчика определенное при поверке на воздухе, согласно Табл. 2,

$\rho [кг/м^3]$ - плотность газа при рабочем давлении,

$\rho_{возд} [кг/м^3]$ - плотность воздуха,

$\rho_b [кг/м^3]$ - плотность газа при стандартном давлении,

$p [кПа]$ - избыточное давление газа,

$p_a [кПа]$ - атмосферное давление.

Примечание:

1. Работа счетчика при Q_{max} не должна превышать 8000 часов за весь срок эксплуатации.
2. Допускается кратковременное превышение Q_{max} , не более чем на 25%, продолжительностью до 30 минут в сутки.

КОНЕЦ