

Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC300

Назначение средства измерений

Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC300(далее – счетчики) предназначены для измерений и вычислений объемного расхода, объема газа при рабочих и стандартных условиях различных неагрессивных и агрессивных газов и пара, в том числе природного, попутного нефтяного и факельных газов.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на методе измерения разности между временем прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против потока газа. Измеренная разность времени, пропорциональная скорости потока, преобразуется в значение объемного расхода.

Конструктивно счетчик в стандартном исполнении включает в себя два или четыре врезных приемопередающих блока RTU и блок обработки данных – SPU.

В счетчиках предусмотрена возможность измерения расхода газа как в прямом, так и в обратном направлениях (в реверсивном режиме), а так же автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин. Предусмотрена возможность осуществлять замену пары приемопередающих блоков и SPU без дополнительной проверки, при условии повторной параметризации счетчика.

Вычислитель расхода блока обработки данных SPU обеспечивает вычисление объемного расхода и объема газа при стандартных условиях, массового расхода и массы газа и пара. Вычисление теплотехнических свойств газовых смесей различного состава, осуществляется по специальным методикам, утвержденным и аттестованным в установленном порядке.

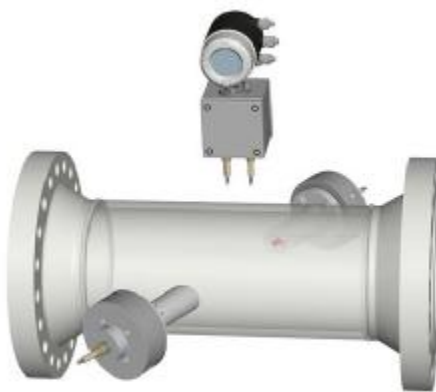


Рисунок 1 – Общий вид счетчика в стандартной модификации в однолучевом исполнении (участок измерительного трубопровода поставляется по отдельному заказу).

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Таджикистан (992)427-82-92-69

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Черновоец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

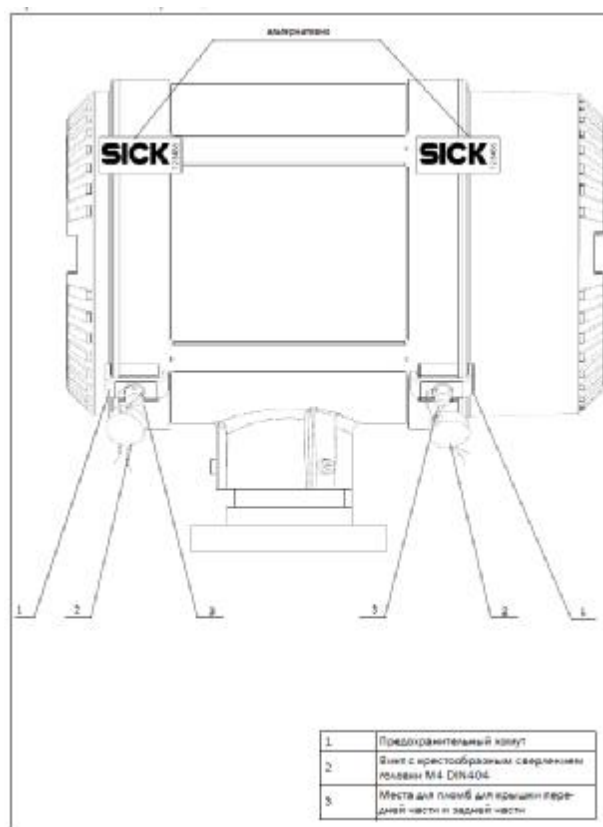


Рисунок 2 – Схема пломбирования. Блок электроники.

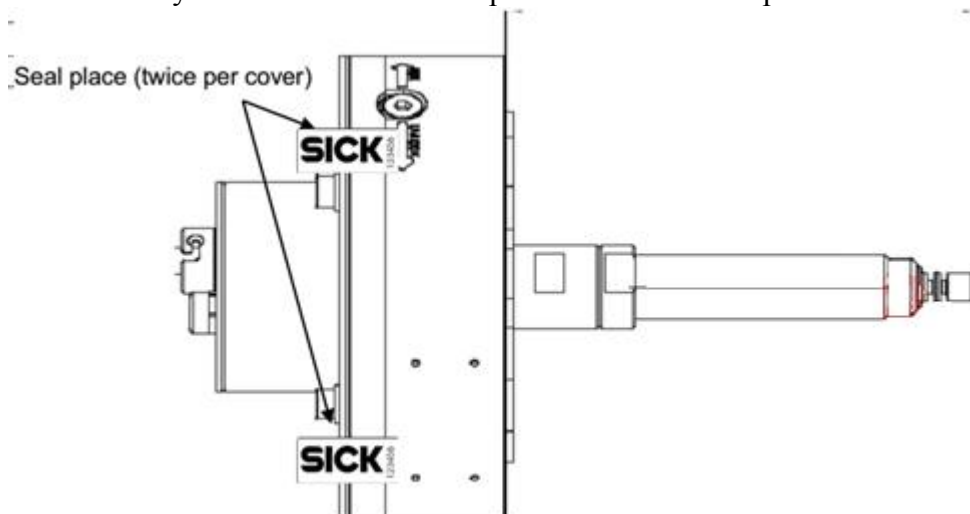


Рисунок 3 – Схема пломбирования. Приемо-передающий блок.

Программное обеспечение

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение		
Идентификационное наименование ПО	FLAWSIC300 Firmware	Внешнее ПО (MEPAFLOW600 CBM - FLOW SIC SOS Calculator) DFORRT	Внешнее ПО (MEPAFLOW600 CBM - FLOW SIC SOS Calculator) gerg0408
Номер версии (идентификационный номер) ПО	03.05.10	б/н	б/н
Цифровой идентификатор	0x12D7 (CRC-16 CCITT)	6372-4E51-9B58-ABF2-1711-AA05-E5A4-32E7 (MD5)	4D13-DCCD-5839-82A8-029F-D00E-FFF6-534E (MD5)

Примечание - Программное обеспечение счетчика не относящееся к Firmware такое, как: конфигурационные параметры, значения условно-постоянных величин, параметры хранения измеренной информации и другие метрологически значимые параметры определяемые, изменяемые, передаваемые в процессе эксплуатации защищены многоуровневой системой паролей доступа с обязательным протоколированием всех вмешательств. Целостность метрологически значимого ПО, не относящегося к Firmware, определяют по журналам событий и состояниям специально выделенных параметров конфигурации, предназначенных для целей проверки целостности ПО в соответствии с руководством по эксплуатации.

Уровень защиты ПО –высокий.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 –метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч	от 8,88 до 136000 в зависимости от модели счетчика (представлено в таблице 3)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %	от $\pm 0,5$ до ± 5 в зависимости от модели счетчика и способа поверки (представлено в таблице 4)
Пределы допускаемой относительной погрешности счетчика при вычислении массового расхода, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям %	$\pm 0,01$
Количество измерительных каналов	1 или 2
Измеряемые среды	Природные, технологические, попутные нефтяные, факельные газы
Диапазон скоростей газа	0,3 ... 60 м/с (максимальная скорость представлена в таблице 3)
Порог чувствительности по скорости газа	0,03 м/с
Температура газа, °С	-40 ... +180

Продолжение таблицы 2

Избыточное давление газа, МПа	от 0 до 10
Номинальный диаметр измерительного трубопровода DN	от 100 до 1400
Температура окружающей среды	-40 °С ... +60 °С
Температура хранения	-40 °С ... +70 °С
Относительная влажность окружающего воздуха, не более	95 % без конденсации
Аналоговые выходы	1 выход: 4 ... 20 мА, 200 Ω активный/пассивный, с гальванической развязкой
Дискретные выходы	3 выхода: пассивный, гальванически изолированный, открытый коллектор или NAMUR, максимальная частота 6 кГц - масштабируемый
Интерфейсы	RS-485 (для конфигурирования, диагностики и выходных данных)
Протокол обмена данными	MODBUS ASCII / RTU HART
Габаритные размеры для RTU (L x B x H) для SPU (L x D)	351 x 170 x 211 341 x 195
Масса, кг для RTU для SPU	15 6
Напряжение электропитания постоянного тока	12 ... 28,8 В (в случае использования аналогового выхода: 15 ... 28,8 В)
Срок службы не менее, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	120000
Потребляемая мощность, не более, Вт	1
Примечания: 1 Приведенные в таблице характеристики точности измерений справедливы в случае монтажа приемопередающих блоков на существующем трубопроводе, с соблюдением следующих условий (соответствующим монтажной документацией): отклонение от соосности не более $\pm 4,9$ мм; ошибка при измерениях угла установки $\pm 0,5^\circ$, измерительного расстояния $\pm 0,5\%$, площади сечения $\pm 0,5\%$. Для гидравлически полностью сформированного потока газа с длиной прямолинейного участков до счетчика 20D (или 10D со струевыпрямителем). 2 Погрешность счетчика при вычислении не содержит погрешности определения температуры, давления и цифро-аналоговых преобразований. Погрешность вычисления массового расхода объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, определяются в соответствии с действующими нормативными документами на системы измерений на базе ультразвуковых преобразователей расхода	

Таблица 3 – Максимальная допустимая скорость газа в трубопроводе и соответствующие объемные расходы газа для трубопроводов номинальных размеров.

Номинальный диаметр	Максимальная скорость газа	Объемный расход газа		
		минимальный Q _{min}	переходный Q _t	максимальный Q _{max}
	м/с	м ³ /ч	м ³ /ч	м ³ /ч
DN 100	60	8,88	29,59	1700
DN 150	50	20,15	67,15	3300
DN 200	45	34,86	116,18	5200
DN 250	40	54,9	182,99	7300
DN 300	33	78,81	262,68	8600
DN 350	33	96,11	320,35	10500
DN 400	33	127,31	424,34	14000
DN 450	33	162,88	542,93	17900
DN 500	33	202,83	676,1	22300
DN 600	33	295,87	986,24	32500
DN 700	30	406,43	1354,74	40600
DN 750	30	468,27	1560,89	46800
DN 800	30	534,49	1781,62	53400
DN 900	30	680,07	2266,87	68000
DN 1000	30	835,05	2783,5	83500
DN 1050	30	922,75	3075,83	92200
DN 1100	28	1014,83	3382,74	94700
DN 1200	27	1212,11	4040,35	109000
DN 1300	26	1411,54	4705,14	122300
DN 1400	25	1638,87	5462,89	136500
Примечание: указанные расходы рассчитаны для трубопроводов номинальных размеров, фактические значения расходов должны быть уточнены по фактическому диаметру трубопровода установки.				

Т а б л и ц а 4 –Пределы допускаемой относительной погрешности счетчиков при измерении объемного расхода и объема газа в рабочих условиях

Модификация счетчика	Способ поверки			
	имитационным методом	имитационным методом (только после калибровки на месте установки по методике фирмы)	имитационным методом (для модификации с поставляемой измерительной катушкой)	проливным методом (для модификации с поставляемой измерительной катушкой)
Однолучевое исполнение от Q_{min} до Q_t от Q_t до Q_{max}	± 5	± 5	± 5	± 5
	± 5	± 2	$\pm 1,5$	± 1
Двухлучевое исполнение от Q_{min} до Q_t от Q_t до Q_{max}	± 5	± 5	± 5	± 5
	± 3	$\pm 1,5$	± 1	$\pm 0,5$
Примечания: 1. Калибровка на месте установки по методике фирмы – процедура, определяемая в инструкции по эксплуатации и монтажу счетчика, должна обязательно включать в себя контроль параметров монтажа, скорости звука в среде и тесты при «нулевом» расходе. 2. Q_{min} определяется как расход в трубопроводе при скорости потока газа 0,3 м/с, Q_t как расход при скорости потока газа 1 м/с, Q_{max} определяется по эксплуатационной документации в зависимости от диаметра измерительного трубопровода.				

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку счетчика газа ультразвукового фотохимическим способом, на титульный лист в верхнем левом углу руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 5

Т а б л и ц а 5 – комплектность поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC300 в составе: блок обработки данных приемопередающие блоки	FLOWSIC300	1 шт.
	SPU	1 шт.
	RPU	2 или 4 в зависимости от модели
Программное обеспечение для конфигурирования, параметризации и диагностики счетчика	MEPAFLOW600 CBM	1 шт.
Методика поверки	МП 0158-13-2014	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 0158-13-2014 «Инструкция. ГСИ. Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 25 июня 2014 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- установка поверочная расходоизмерительная, диапазон воспроизводимого объемного расхода должен соответствовать рабочему диапазону поверяемого счетчика, с пределом относительной погрешности не более $\pm 0,16\%$;

- частотомер ЧЗ-63 диапазон измеряемых частот от 0,01 Гц до 20 МГц, по ДЛИ 2.721.007 ТУ;
- средства измерений давления рабочей среды обеспечивающие измерение рабочего давления с погрешностью не более ± 1 кПа (или $\pm 0,1\%$ относительной погрешности);
- средства измерений температуры рабочей среды обеспечивающие измерение температуры с погрешностью не хуже $\pm 0,3^\circ\text{C}$;
- термометр лабораторный по ГОСТ Р 50118-92, диапазон измерений от 8°C до 38°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$;
- портативный измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М, диапазоны измерений влажности воздуха от 2 до 98 %, температуры от минус 20°C до 60°C , пределы основной абсолютной погрешности при измерений влажности $\pm 2,0$ %, температуры $\pm 0,5^\circ\text{C}$;
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,2$ кПа;
- штангенциркуль по ГОСТ 166-89;
- средства измерений компонентного состава рабочей среды (при необходимости);
- программно-вычислительные комплексы, аттестованные в установленном порядке для расчета теоретической скорости звука (при необходимости).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC300. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам газа ультразвуковым FLOWSIC300

1 ГОСТ Р 8.618–2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа»

2 Техническая документация фирмы «SICK AG», Германия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществление торговли.

Архангельск (8182)63-90-72
Астана (7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Таджикистан (992)427-82-92-69

Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93

<https://sick.nt-rt.ru/> || skm@nt-rt.ru