

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2024 г. № 2988

Регистрационный № 60932-15

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа КТМ100 РУС

Назначение средства измерений

Счетчики газа КТМ100 РУС предназначены для измерений и вычислений объёмного расхода, объёма газа при рабочих и стандартных условиях, массового расхода, молярной массы различных неагрессивных и агрессивных газов и пара, в том числе природного, попутного нефтяного и факельных газов в однофазной области параметров.

Описание средства измерений

Счетчики газа КТМ100 РУС работают по принципу измерения разности времени прохождения ультразвуковых импульсов. На обеих сторонах канала/трубопровода под определенным углом к газовому потоку устанавливаются приемопередающие блоки. Приемопередающие блоки имеют пьезоэлектрические преобразователи ультразвука, работающие попеременно как приемник и передатчик. Звуковые импульсы посылаются под углом к направлению газового потока. В зависимости от угла и скорости газового потока в результате эффектов вовлечения в движение и торможения наблюдается различное время распространения для определенного направления звуковых импульсов. Разница во времени распространения звуковых импульсов тем значительнее, чем больше скорость газового потока и чем меньше угол к направлению движения потока. Скорость газового потока складывается из разницы двух значений времени распространения независимо от значения скорости ультразвука. Изменения скорости звука в результате колебаний давления или температуры при данном методе измерения не оказывают влияния на рассчитанное значение скорости газового потока.

Конструктивно счётчик может быть изготовлен в двух исполнениях стандартном и совмещённом. В стандартном исполнении счётчик включает в себя один, два или четыре врезных приемопередающих блока (для передачи, приема и обработки ультразвуковых импульсов) и один блок обработки информации – МЦУ (для обработки сигналов от приемопередающих блоков, управления системными функциями, вычисления объёмного расхода и объёма газа при стандартных условиях, массового расхода и массы пара и газа, хранения данных, приема и выдачи внешних сигналов).

Счётчик в совмещённом исполнении включает в себя один, два или четыре врезных приемопередающих блока (для передачи и приема ультразвуковых импульсов), один блок обработки информации (КТМ100Н или КТМ100 Лайт) для обработки сигналов от приемопередающих блоков, управления системными функциями, вычисления объёмного расхода и объёма газа при стандартных условиях, массового расхода и массы пара и газа, хранения данных, приема и выдачи внешних сигналов и модуля выносного (который может дополнительно обеспечивать взаимодействие пользователя с блоком обработки информации на расстоянии).

В блоке обработки информации реализован функционал вычислителя, который позволяет привести объемный расход и объем газа в рабочих условиях к стандартным условиям, а также рассчитать массовый расход при известном и неизвестном составе газовой смеси. В функционале вычислителя реализованы следующие методы расчета физических свойств газов:

- ГСССД МР 113-03
- ГОСТ 30319.2-2015
- ГОСТ 30319.3-2015
- ГСССД МР118-2005
- ГОСТ 30319.2-96 (GERG-91)
- ГОСТ 30319.2-96 (NX19)
- AGA NX 19 1962
- ISO 12213 3 2006 SGERG 88
- ГСССД МР273-2018
- AGA 8 Gross method 1
- AGA 8 Gross method 2
- AGA NX-19 mod
- Гидрокарбон (Hydrocarbon).

Счётчик обеспечивает хранение минутных, часовых, суточных, месячных и пользовательских архивов не менее - 40 суток.

Блок обработки информации обеспечивает подключение и обработку поступающих от одной или нескольких (максимум трех) измерительных точек. Счётчик управляется с помощью меню и клавиш, расположенных на передней панели блока обработки информации, а также удаленно через имеющиеся интерфейсы связи. На жидкокристаллическом дисплее отображаются сообщения системы самодиагностики, результаты измерений и вычислений, данные архива, показания внешних датчиков. Дополнительное оборудование, в зависимости от модели счётчика, может включать в себя фланцы с патрубками (для монтажа приемопередающих блоков), готовый измерительный участок трубопровода с предустановленными фланцами с патрубками, устройство для врезки в трубопровод под давлением и выносной модуль.

В совмещенном исполнении блок обработки информации размещается непосредственно в месте установки приемопередающих блоков.

Модуль выносной устанавливается вне взрывоопасной зоны и позволяет пользователю удаленно взаимодействовать с блоком обработки информации счетчика.

Модуль выносной, выполняет следующие функции:

- считывание информации от блока обработки информации;
- визуальное представление на дисплее информации о значениях измеряемых параметров, состоянии счетчика;
- взаимодействие с внешними устройствами через следующие интерфейсы: RS-485 с поддержкой Modbus RTU, аналоговый (токовая петля), импульсный (цифровой);
- управление работой счетчика;
- хранение собственной конфигурации;
- самодиагностика состояния внутренних узлов.

Конструкция приемопередающих блоков счетчиков может различаться в зависимости от параметров рабочего процесса. В таблице 1 приведены типы приемопередающих блоков.

Т а б л и ц а 1 – Типы приемопередающих блоков

Таблица 1. Типы приемопередающих блоков							
Тип приемо- передающего бло- ка	Диапазон рабо- чей температуры газа, °С	Рекомен- дованный угол установки к оси тру- бы	Внутренний диаметр тру- бопровода, м 6)	Максималь- ная концен- трация пыли в газе, при ст. усл., г/м ³	Рабочее из- быточное давление газа, кПа		
СП	от -40 до +450	от 45 до 60°5)	от 0,35 до 2,5	1	±3 ±10 ¹⁾		
БП			от 0,7 до 8,7	100			
БУП			от 0,7 до 3	> 100			
			от 1,4 до 11,3	100			
			от 1,4 до 3,5	> 100			
М	от -40 до +260	от 45 до 60°5)	от 0,15 до 3,4 от 0,15 до 1,7 ²⁾	1	±10		
Б			от 1,4 до 13 от 1,4 до 4,3 ²⁾	100			
ПР		45°	>0,4	1			
ПР СО	от -40 до +350		>0,4	1			
СА	от -40 до +150	от 45 до 60°5)	от 0,15 до 1,7	1		от -50 до +1600 ⁴⁾	
СД			от 0,14 до 3,4	1			
С СО	от -40 до +450		от 1,4 до 11,3	100			
Б СО	от -40 до +260		от 0,15 до 1,7	1			
П	от -40 до +260 ³⁾						
Ех	от -40 до +260 ³⁾						
Ех-ЛБ	от -70 до +180 ³⁾		90°	от 0,1 до 0,6	1		
Ех-М Ех-М ЛБ		75°	от 0,2 до 1,8	1			
Ех ФЛ			≥ 0,3	1			
Ех-ЛБ ФЛ			Ех-ПР Ех-ПР ЛБ	от -70 до +180 ⁷⁾	75°	от 0,2 до 1,8	1
КТМ100 ФЛ ЛБ	90°	от 0,05 до 0,6	1				
КТМ100 М ЛБ	75°	≥ 0,3	1				
КТМ100 ПР ЛБ	от -40 до +180 ⁷⁾	75°	от 0,05 до 0,6 ⁹⁾	1	от -50 до +1600		

Окончание таблицы 1

Примечания:

- ¹⁾ Допускается после согласования с фирмой-изготовителем;
- ²⁾ С использованием зонда и преобразователей из сплава «хастеллой»;
- ³⁾ Специальные исполнения:
 - Высокотемпературные исполнения
 - для Ех зоны 1: от минус 70°С до плюс 280°С;
 - для Ех зоны 2: от минус 70°С до плюс 260°С;
 - Низкотемпературные исполнения:
 - от минус 196 °С до плюс 100°С;
- ⁴⁾ По запросу возможно увеличение диапазона;
- ⁵⁾ При высокой концентрации пыли, угол установки 60°;
- ⁶⁾ Возможно увеличение диаметра трубы, при установке приемопередающих блоков по хорде профиля сечения трубы;
- ⁷⁾ Специальные исполнения:
 - Высокотемпературное исполнение от минус 70°С до плюс 330°С;
 - Низкотемпературное исполнение от минус 196°С до плюс 100°С;
- ⁸⁾ Специальные исполнения:
 - опционально до 25 МПа;
- ⁹⁾ По запросу возможен диапазон до 1,8 м.

В счётчиках предусмотрена возможность измерения расхода газа, как в прямом, так и в обратном направлениях (в реверсивном режиме), а также автоматическая самодиагностика и проверка нулевых и контрольных значений измеряемых величин.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в стандартной модификации с приемопередающими блоками типа ЕХ



Рисунок 2 – Схема пломбирования. Блок электроники



Рисунок 3 – Схема пломбирования. Приемопередающий блок



Рисунок 4 – Общий вид счетчика КТМ100 РУС совмещённого исполнения с блоком обработки информации КТМ100Н



Рисунок 5 – Общий вид счетчика КТМ100 РУС совмещённого исполнения с блоком обработки информации КТМ100 Лайт

Заводской номер счетчика наносится на маркировочную табличку и в паспорт счетчика

Программное обеспечение

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.12.00
Цифровой идентификатор (CRC32)	0x1A3B5377
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.12.01
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xA9AF9D53
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.11.06
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xDFED90B7
Идентификационное наименование ПО	Firmware MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.12.02
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xF95A5FDA
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xA94A757
Идентификационное наименование ПО	Firmware BOI-2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор (CRC32)	0xB7584FA9

Примечание – 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 области кода, определяют по журналам событий и состояниям специально выделенных параметров конфигурации, предназначенных для целей проверки целостности ПО в соответствии с руководством по эксплуатации. Метрологические характеристики счётчиков нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений расхода газа при рабочих условиях, м³/ч	В зависимости от модели счётчика и диаметра измерительной линии¹)		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях (в зависимости от скорости потока газа):	Скорость потока газа, м/с		
	0,03≤V≤0,1	0,1<V<0,3	0,3≤V≤120
однолучевое исполнение - при имитационном методе поверки, % ²)	±5	±3,5	±2 (±1,5)³)
- после калибровки и поверки на поверочной установке, %	±3	±2	±1,5
двулучевое исполнение - при имитационном методе поверки, %²)	±3	±2,5	±1,5 (±1,0)³)
- после калибровки и поверки на поверочной установке, %	±2	±1	
Пределы допускаемой относительной погрешности счётчика при вычислении массового расхода пара, газа, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, молярной массы горючих природных газов, %⁴)	±0,005		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени, %	±0,01		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов, мА	±0,016		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу вывода аналоговых сигналов, мА	±0,04		
Напряжение питания, В - переменного тока 50/60 Гц - постоянного тока	от 90 до 250 от 12 до 30		
Потребляемая мощность, Вт, не более - стандартное исполнение - совмещенное исполнение	20 6		
Диапазон температур окружающей среды¹) - стандартное исполнение - совмещенное исполнение	от - 40°C⁵) до +70°C от - 50°C⁵) до +60°C		

Окончание таблицы 3

Максимальная относительная влажность окружающей среды, %	95 (без конденсации)
Атмосферное давление, кПа	от 80 до 110
Масса, кг, не более	Приведены в эксплуатационной документации (различаются в зависимости от модели исполнения и условий применения)
Габаритные размеры (в зависимости от модели исполнения)	Приведены в эксплуатационной документации (различаются в зависимости от модели исполнения и условий применения)
Средний срок службы, лет, не менее	15
<p>Примечания:</p> <p>¹⁾ Максимальная скорость потока не более 120 м/с, конкретные значения допускаемой скорости потока и диапазона измерений расхода приведены в паспорте на счетчик;</p> <p>²⁾ При установке приемопередающих блоков на существующем трубопроводе, с соблюдением следующих условий: 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 $\pm 0,5\%$;</p> <p>³⁾ Для модификаций счётчика в комплекте с измерительным участком трубопровода с предустановленными приемопередающими блоками;</p> <p>⁴⁾ Указана погрешность вычислений, не содержит погрешности определения температуры, давления и цифро-аналоговых преобразований. Погрешность определения массового расхода пара объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, молярной массы определяются в соответствии с действующими нормативными документами на системы измерений на базе ультразвуковых преобразователей расхода (методиками измерений);</p> <p>⁵⁾ До минус 65°C при условии использования обогреваемых термочехлов.</p>	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Блок обработки информации	МЦУ / КТМ100Н/КТМ100 Лайт	1 шт.
Приемопередающие блоки:		
- для счётчика КТМ100 РУС стандартного исполнения	(М, Б, ПР, СП, БП, БУП, ПР, ПР СО, СА, СД, С СО, Б СО, П) ¹⁾ (Ех ФЛ, Ех-М, Ех-М ЛБ, Ех-ЛБ ФЛ, Ех-ПР, Ех-ПР ЛБ, Ех-ЛБ) ¹⁾	1, 2 или 4 шт.
- для счётчика КТМ100 РУС совмещенного исполнения	КТМ100 ФЛ ЛБ, КТМ100 М ЛБ, КТМ100 ПР ЛБ, КТМ100 Лайт ¹⁾	1, 2 или 4 шт.
Модуль выносной	МВ	1 шт.

Окончание таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство для врезки трубопроводов без остановки процесса	УВТ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РМТК.01.000.00.0000.000РЭ	1 экз.
Паспорт	ПС	1 экз.
Нормативный документ на поверку счётчика	МП 0239-13-2015 «ГСИ. Счётчики газа КТМ100 РУС. Методика поверки» с изменением №3	1 экз.
Программное обеспечение для конфигурирования, параметризации и диагностики счётчика	SOPAS ET / KTM Smart Stream	1 шт.
Примечания: ¹⁾ Тип приемопередающих блоков выбирается в зависимости от параметров трубопровода и параметров газового потока; В зависимости от требований комплект поставки может быть изменен.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Раздел 1.6 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам газа КТМ 100 РУС

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ТУ 4213–001–20642404–2014 Счётчики «КТМ100 РУС». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПП КуйбышевТелеком-Метрология» (ООО «НПП КуйбышевТелеком-Метрология»)

ИНН 6312102369

Адрес: 446394, Самарская обл., Красноярский м.р-н, пгт. Волжский, ул. Пионерская, зд. 5, эт. 2, помещ. 8

Тел./факс: (846) 202-00-65

E-mail: info@ktkprom.com

Web-сайт: www.ktkprom.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального Государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская,
д. 7 «а»

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.