

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ – ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО
И.о. директора филиала
ВНИИР – филиал ФГУП
«ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

А.С. Тайбинский
«14» июня 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СЧЕТЧИКИ ГАЗА КТМ100 РУС

Методика поверки

МП 0239-13-2015
с изменением №3

Начальник отдела НИО-13
А.И. Горчев
Тел. +7 (843) 272-11-24

Казань
2021

РАЗРАБОТАНА

Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии – филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

СОГЛАСОВАНА

Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии – филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Настоящая методика поверки распространяется на счетчики КТМ100 РУС (далее – счетчики), и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Счетчики предназначены для измерений и вычислений объемного расхода, объема газа при рабочих и стандартных условиях, массового расхода различных неагрессивных и агрессивных газов и пара, в том числе природного, попутного нефтяного и факельных газов в однофазной области параметров.

Интервал между поверками – 4 года.

1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 12.2.007.10-87 Система стандартов безопасности труда. Установки, генераторы и нагреватели индукционные для электротермии, установки и генераторы ультразвуковые. Требования безопасности

ГОСТ 166-89 Штангенциркули. Технические условия

ГОСТ Р 50118-92 Термометры с вложенной шкалой длинные для точных измерений

ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

ТУ 25-05-1664-74 Манометры и вакуумметры деформационные образцовые с условными шкалами типов МО и ВО

ГСССД МР 113-03 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа»

Примечание – При применении настоящей инструкции целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории Российской Федерации по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей инструкцией следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют следующие операции:

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
Внешний осмотр	7.1	+	+
Опробование	7.2	+	+
Определение метрологических характеристик счетчика (далее – МХ):	7.3	+	+
- относительной погрешности измерения объемного расхода газа	7.3.1		
-- имитационным методом *)	7.3.1.1		
-- с помощью установки поверочной	7.3.1.2		

Окончание таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
- относительной погрешности измерения времени	7.3.2	+	+
- относительной погрешности вычисления объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	7.3.3	+	+
- абсолютной погрешности по каналам ввода/вывода аналоговых сигналов тока	7.3.4	+	+
<p>Примечания *) Имитационный метод может применяться для поверки счетчиков с пределом относительной погрешности измерений расхода газа указанным в таблице Б.1 приложения Б. Допускается возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов: времени, ввода аналоговых сигналов, вывода аналоговых сигналов. Результаты поверки оформляются согласно п.8 настоящей методики с указанием поверенных каналов.</p>			

Таблица 1 (Измененная редакция, Изм. №2)

3 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

3.1. При проведении поверки применяют следующие средства поверки, указанные в таблице 1а

Таблица 1а – Средства поверки

Номер пункта документа по поверке	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.3.4	многофункциональный калибратор ASC300-R, диапазон измерения/воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме измерения/воспроизведения токового сигнала $\pm 0,015\%$ от показания ± 2 мкА
7.1	угломер, диапазон измерений от 0° до 180° , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1^\circ$;
7.1	штангенциркуль по ГОСТ 166-89
7.3.1.1	испытательная камера, оснащенная креплениями приемопередающих блоков счетчика, термометром лабораторным по ГОСТ Р 50118-92, диапазон измерений от 8°C до 38°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$; портативным измерителем влажности и температуры ИВТМ-7М по ТФАП 413614.009ТУ, 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 $\pm 0,5^\circ\text{C}$, барометром-анероидом метеорологическим БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,2$ кПа.

Окончание таблицы 1а

Номер пункта документа по поверке	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.3.1.2	частотомер ЧЗ-63 диапазон измеряемых частот от 0,01 Гц до 20 МГц, по ДЛИ 2.721.007 ТУ; термометр сопротивления типа ТСР, пределы измерений от минус 20 °С до 70 °С, предел допускаемой погрешности 0,1%; образцовый манометр МО с верхним пределом измерений 25 МПа, класс точности 0,16 по ТУ 25-05-1664-74; поверочная расходоизмерительная установка, диапазон воспроизводимого объемного расхода должен соответствовать рабочему диапазону поверяемого счетчика, с пределом основной относительной погрешности $\pm 0,3\%$.

3.2 Программное обеспечение, устанавливаемое на персональный компьютер, предназначенное для конфигурирования, параметризации и диагностики счетчика. (Для стандартного исполнения счетчика – SOPAS ET; для совмещенного исполнения счетчика – KTM Smart Stream).

Для идентификации см. название и версию программного обеспечения:

- SOPAS ET версии не ниже 02.18;
- KTM Smart Stream версии не ниже 1.0.8.0.

3.3. Допускается использование других средств измерений, если они по своим характеристикам не хуже указанных в 3.1.

3.4. Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке.

Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. №3)

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- эксплуатационной документацией на поверяемые счетчики и средства поверки;
- правилами безопасности труда, действующими на предприятии;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

4.2. К проведению поверки допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II, прошедшие инструктаж по технике безопасности, и изучившие руководства по эксплуатации счетчика и средств поверки.

4.3. Монтаж и демонтаж счетчика должны производиться при отсутствии давления в измерительной линии, за исключением моделей счетчика предусматривающих замену приемопередающих блоков без остановки процесса. Дополнительная информация о замене приемопередающих блоков указана в разделе «монтаж» эксплуатационной документации счетчика.

4.4. Заземление средств поверки должно осуществляться согласно требованиям ГОСТ 12.2.007.10-87.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдают следующие условия:

Температура окружающей среды, °С*)	20±5
Относительная влажность воздуха, %, не более	95
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Изменение температуры окружающей среды за время поверки, °С, не более	2
Примечание – *) При поверке счетчика имитационным методом без снятия счетчика с измерительной линии по 7.3.1.1.1 допускается проведение поверки при температуре окружающей среды от минус 20 °С до плюс 40 °С.	

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют выполнение условий, изложенных в разделах 3, 4, 5;
- подготавливают к работе поверяемый счетчик и средства поверки в соответствии с эксплуатационной документацией.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре проверяют:

- правильность параметризации блока обработки информации;
- соответствие комплектности поверяемого счетчика его технической документации;
- отсутствие механических повреждений счетчика и других дефектов, препятствующих его применению;
- соответствие маркировки требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие нарушений пломбировки (при наличии требования по пломбированию).

При проведении проверки параметризации блока обработки информации проверяют внесенные в память значения угла установки приемопередающих блоков, измерительного расстояния, внутреннего диаметра трубопровода в месте установки счетчика (или внутренний диаметр проточной части счетчика, для модификаций счетчика в комплекте с измерительным участком трубопровода с предустановленными приемопередающими блоками). Методика определения угла установки приемопередающих блоков и измерительного расстояния приведена в руководстве по эксплуатации, для каждого конкретного типа счетчика. Для определения требуемых расстояний и углов используют угломер и штангенциркуль. Внутренний диаметр трубопровода допускается определять непосредственным измерением или методом измерения наружного диаметра трубопровода и толщины его стенки с последующим вычислением.

Примечание – Погрешность измерительных инструментов при определении наружного диаметра и толщины стенки трубопровода выбирают исходя из условия

$$\sqrt{\left(\frac{D_n}{D}\right)^2 \delta_{D_n}^2 + 4\left(\frac{h}{D}\right)^2 \delta_h^2} \leq 0,3\%,$$

где D_n – наружный (номинальный) диаметр трубопровода;
 D – внутренний диаметр трубопровода;

h – номинальная толщина стенки трубопровода;

δ_{D_n}, δ_h – погрешности СИ, применяемых для определения наружного диаметра трубопровода и толщины стенки.

Примечание – Проверка правильности параметризации блока обработки информации проводится при первичной поверке для модификаций счетчиков, предназначенных для врезки в трубопровод. Для счетчиков, поставляющихся с заводской трубной секцией параметризация блока обработки информации фиксируется в паспорте на счетчик.

7.1 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.2 Опробование.

7.2.1 Опробование заключается в проверке работоспособности поверяемого счетчика и его отдельных компонентов. Проверка может осуществляться при помощи программного обеспечения, указанного в пункте 3.2 настоящей методики, либо непосредственно при помощи встроенного интерфейса блока обработки информации.

7.2.1 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.2.2 В случае поверки счетчиков имитационным способом, при проведении опробования формируют отчет о состоянии счетчика, полученный по результатам самодиагностики, включающий в себя основные сведения о технических характеристиках счетчика (уровень усиления сигнала, соотношение сигнал шум и другие).

Счетчик считают выдержавшим проверку, если отчеты программного обеспечения или сервисные сообщения о работоспособности счетчика соответствуют документации изготовителя.

7.2.2 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.2.3 При поверке счетчиков проливным способом убеждаются в изменении показаний счетчика при изменении расхода газа в поверочной установке.

Счетчик считают выдержавшим проверку, если при увеличении (уменьшении) расхода наблюдается увеличение (уменьшение) показаний счетчика.

7.2.4 Подтверждение идентификации ПО.

Проверку идентификационных признаков ПО счетчика с помощью SOPAS ET проводят, в соответствии с руководством по эксплуатации, следующим образом:

- включить питание и дождаться завершения всех необходимых внутренних тестов
- перейти в меню счетчика по координатам: MCU-P(SICK)/Папка: Диагностика/Вкладка: Информация о приборе/Строка Firmware CRC.
- считать идентификационные признаки программного обеспечения

Для идентификации ПО счетчика с помощью программного обеспечения KTM Smart Stream необходимо:

- установить соединение счетчика с программным обеспечением;
- перейти в меню «Регистры»;
- найти регистры версии встроенного ПО и цифрового идентификатора (CRC);
- считать значения данных регистров.

7.2.4 (Измененная редакция, Изм. №3)

Счетчик считается прошедшим проверку, если идентификационные данные соответствуют указанным в описании типа.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Таблица 2 (Исключена, Изм. №1)

7.3 Определение метрологических характеристик.

7.3.1. Определение относительной погрешности измерений расхода газа.

7.3.1.1 Определение метрологических характеристик имитационным методом.

Примечание – Имитационный метод может применяться для поверки счетчиков с пределом относительной погрешности измерений расхода газа указанным в приложении Б

7.3.1.1.1 Определение метрологических характеристик счетчика без снятия с измерительной линии.

Работы проводятся при рабочем давлении.

Работы проводятся при стабильной температуре газа и окружающей среды.

Работы проводятся при стабильном компонентном составе измеряемой среды. Не должно наблюдаться изменение содержания каждого компонента более чем на $\pm 1\%$, или его изменение не оказывает влияния на результат расчета теоретической скорости звука более чем на $\pm 0,2\%$.

Проверка может осуществляться при помощи программного обеспечения для управления и диагностики, либо непосредственно при помощи встроенного интерфейса блока обработки информации.

(Измененная редакция, Изм. №3)

При определении метрологических характеристик счетчика без снятия с измерительной линии активируется контрольный цикл поверки (далее – контрольный цикл) и проводится контроль измерения скорости звука в среде. Контрольный цикл включает в себя комплекс диагностических процедур, отвечающий за контроль работоспособности составных частей счетчика, а также «контроль нулевой точки» (проверку работоспособности счетчика при нулевых значениях скорости газа) и «проверку диапазона» (проверку работоспособности счетчика при номинальных или максимальных значениях скорости газа).

7.3.1.1.1.1 Контроль нулевой точки.

С помощью специальной схемы в приемопередающих блоках сигналы, передаваемые преобразователями, могут воспроизводиться в первоначальном виде и без задержки. Передаваемые сигналы распознаются тем же приемопередающим блоком как принятые, усиливаются, демодулируются и обрабатываются. Фиксируется время, затраченное электроникой приемопередающего блока на модуляцию, усиление и демодуляцию сигнала. Эта процедура проводится поочередно для каждого приемопередающего блока.

Несоответствие амплитуды и/или формы сигналов прогнозируемым значениям свидетельствуют о дефекте преобразователей и/или электроники.

Разница во времени модуляции, усиления и демодуляции затраченном электроникой приемопередающих блоков, находящихся на одном ультразвуковом «пути» вызывает ошибку в измерении скорости потока.

Счетчик считается выдержавшим контроль, если отчеты SOPAS ET программного обеспечения или сервисные сообщения о работоспособности счетчика соответствуют документации фирмы и разница времени модуляции усиления и демодуляции для каждой пары приемопередатчиков не превышает установленных производителем значений.

7.3.1.1.1.2 Проверка диапазона.

Проверка диапазона является составляющей контрольного цикла предназначенной для проверки метрологических характеристик цифро-аналогового преобразования выходных сигналов счетчика.

Полученная при контроле нулевой точки разница во времени модуляции, усиления и демодуляции приемопередающих блоков, находящихся на одном ультразвуковом «пути», пересчитывается в смещение скорости газа с учетом параметров рабочего процесса (температура газа, давление газа, измерительное расстояние и скорость звука). Данное смещение складывается с выбранным значением контрольной точки (по умолчанию 70% от максимального расхода) и выдается для индикации. Если все компоненты системы исправны, следует предусмотренная для этого случая реакция счетчика, а именно увеличение расхода (по умолчанию на 70%) по показаниям счетчика.

Счетчик считается выдержавшим проверку, если отчеты SOPAS ET или сервисные сообщения о работоспособности счетчика соответствуют документации фирмы.

Дополнительная информация о процедуре проведения контрольного цикла приведена в соответствующем разделе руководства по эксплуатации.

(Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.1.1.1.3 Проверка измерения скорости звука в среде.

Проводят измерение скорости звука в среде в течение 3 минут с осреднением полученных результатов. Контролируют измеренное счетчиком значение средней скорости звука в среде при помощи входящего в состав программного обеспечения калькулятора скорости звука в среде.

Счетчик считается выдержавшим проверку, если относительная разница значений средней скорости звука измеренной счетчиком и рассчитанной по калькулятору не превышает $\pm 1\%$.

7.3.1.1.1.3 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.1.1.1.4 Проверка измерительных лучей с помощью KTM Smart Stream

Проверка работоспособности счетчика проводится с помощью программного обеспечения KTM Smart Stream, созданием диагностической сессии счетчика.

С помощью KTM Smart Stream проводят диагностику измерительных лучей, которая включает в себя:

- проверку уровня усиления сигнала и отношения сигнал/шум;
- проверку амплитуды и формы сигнала;
- проверку задержки измерительных лучей.

Проверку усиления сигнала, отношения сигнал/шум, задержки измерительных лучей проводят с помощью записи соответствующих регистров для каждого луча в течение 3 минут с осреднением полученных результатов.

Проверка амплитуды и формы сигнала выполняется с помощью меню «Диагностика луча» в KTM Smart Stream.

7.3.1.1.1.4 (Введен дополнительно, Изм. №3)

7.3.1.1.2 Определение метрологических характеристик счетчика в испытательной камере.

Примечание – Испытательная камера может быть поставлена по дополнительному заказу изготовителем счетчиков.

Проверка проводится при атмосферном давлении. Камера должна быть герметично изолирована от влияния движения окружающего воздуха.

Приемопередающие блоки помещаются в испытательную камеру. Измеряется расстояние между поверхностями приемопередающих блоков. Измеренное расстояние вводится в память счетчика. Камера закрывается и выдерживается не менее 15 минут для стабилизации температуры.

При помощи SOPAS ET активируется процедура DynamicX, регистрирующая измеряемые счетчиком значения скорости газа и скорости звука в газе. После завершения процедуры контролируются измеренные значения скорости газа и скорости звука.

При помощи KTM Smart Stream перейти в раздел «Регистры».

Записать значения регистров скорости звука и среднюю скорость газа. Запись должна длиться минимум 5 минут.

Перейти в раздел «Калибровка»-«Калькулятор скорости звука» и рассчитать значение скорости звука с помощью калькулятора.

Основные значения скорости газа и звука проверяются на предмет их правдоподобности:

- средняя скорость газа не должна превышать ± 20 мм/с;
- скорость звука не должна отличаться от теоретической рассчитанной величины более чем $\pm 1\%$.

Счетчик считается выдержавшим проверку, если отчеты программного обеспечения или сервисные сообщения о работоспособности счетчика соответствуют документации фирмы, среднее значение скорости газа не превышает ± 20 мм/с, относительная разница значений средней скорости звука измеренной счетчиком и рассчитанной по калькулятору не превышает $\pm 1\%$.

7.3.1.1.2 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.1.2 Определение метрологических характеристик счетчика проливным методом с помощью поверочной установки.

Примечание – Определение метрологических характеристик счетчика проливным методом возможно только при наличии в комплекте счетчика измерительного участка трубопровода изготовленного по документации фирмы изготовителя.

В качестве поверочной среды может использоваться природный газ или воздух.

Перед проведением поверки, применяемые корректировочные коэффициенты счетчика необходимо выставить равными «значениям по умолчанию».

Примечание – «Значения по умолчанию» корректировочных коэффициентов определяются в соответствии с руководством по эксплуатации на счетчик.

Измерения проводятся при следующих значениях объемного расхода Q_j : Q_{\max} , $0,7Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$, $0,3Q_{\max}$ и $0,1Q_{\max}$. Допускается производить измерения в произвольном числе равно распределенных значений расхода, (не менее пяти точек). Для удобства допускается округление дробной доли расхода в большую или меньшую сторону. Точность задания поверяемого расхода $\pm 0,025Q_{\max}$, в течение всего процесса измерений отклонение расхода по показаниям эталонного счетчика от заданного значения расхода не должно превышать $\pm 0,01Q_{\max}$.

На каждом значении расхода проводят не менее пяти измерений. Значения объема, полученные по показаниям счетчика V_{icn} , приводят к условиям измерений эталонными преобразователями расхода (объема) V_{ic} по формуле:

$$V_{ic} = V_{icn} \frac{P_e T_i z_i}{P_i T_e z_e}, \quad (1)$$

где V_{icn} – показания счетчика;
 P_e – давление газа на участке эталонных преобразователей расхода;
 P_i – давление газа на участке поверяемых счетчиков;
 T_e – температура газа на участке эталонных преобразователей расхода;
 T_i – температура газа на участке поверяемых счетчиков;
 z_e – фактор сжимаемости газа, рассчитанный при температуре и давлении на участке эталонных преобразователей расхода;
 z_i – фактор сжимаемости газа, рассчитанный при температуре и давлении на участке поверяемых счетчиков.

Полученные значения и значения по показаниям установки фиксируют и оформляют в виде таблицы.

Таблица 3

Среднее значение расхода	Среднее значение скорости газа	Объем (эталонное значение)	Объем (показания счетчика)	Девияция	Среднеарифметическая девияция
м ³ /ч	м/с	м ³	м ³	%	%
\tilde{Q}_j	ω_j	V_{1e}	V_{1c}	fp_1	fp_{Qj}
		V_{2e}	V_{2c}	fp_2	
			
		V_{ne}	V_{nc}	fp_n	

Значения девияции fp_i рассчитывают в процентах по формуле

$$fp_i = \left(\frac{V_{ic}}{V_{ie}} - 1 \right) \cdot 100. \quad (2)$$

Значение среднеарифметической девияции рассчитывают по формуле

$$fp_{Qj} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n fp_i, \quad (3)$$

где n – число экспериментов проведенных в данной точке по расходу ($n \geq 5$);
 Q_j – нижний индекс обозначает текущую точку по расходу и принимает значения Q_{\max} , $0,7Q_{\max}$, $0,5Q_{\max}$, $0,3Q_{\max}$, $0,1Q_{\max}$.

После заполнения таблицы 2 для всех точек по расходу определяют средневзвешенную девияцию WME по формуле:

$$WME = \frac{\sum_{j=1}^m k_j fp_{Qj}}{\sum_{j=1}^m k_j}, \quad (4)$$

где $k_j = \begin{cases} \frac{\tilde{Q}_j}{Q_{\max}}, \text{ при } \tilde{Q}_j < 0,7Q_{\max} \\ 1,4 - \frac{\tilde{Q}_j}{Q_{\max}}, \text{ при } \tilde{Q}_j > 0,7Q_{\max} \end{cases}$

j – индекс поверочного расхода ($j = 1 \dots m$);

m – число точек по расходу ($m = 5$).

Вычисляют корректировочный коэффициент AF *) по формуле

$$AF = \frac{1}{1 + \frac{WME}{100}} \quad (5)$$

Корректируют показания счетчика по рассчитанному корректировочному коэффициенту AF (умножением на AF), результаты оформляют в виде таблицы.

Примечание – *) В соответствии с документацией фирмы допускается использование полиномиальных корректировочных коэффициентов, определенных для каждого значения расхода.

Таблица 4

Среднее значение расхода	Среднее значение скорости газа	Объем, (эталонное значение)	Объем, (скорректированные показания счетчика)
$\text{м}^3/\text{ч}$	$\text{м}/\text{с}$	м^3	м^3
\tilde{Q}_j	ω_j	V_{1e}	V_{1k}
		V_{2e}	V_{2k}
	
		V_{ne}	V_{nk}

Определяют границу относительной погрешности результата измерений для каждой точки измерений в процентах по формуле

$$\delta = \frac{V_{ik} - V_{ie}}{V_{ie}} \cdot 100. \quad (6)$$

Счетчик считается прошедшим поверку, если граница погрешности δ не превышает, значения указанного в таблице Б.2 приложения Б для конкретного типа счетчика.

После проведения поверки в память счетчика записываются новые значения калибровочных коэффициентов.

7.3.2 Определение относительной погрешности счетчика при измерении времени.

Определение погрешности счетчика при измерении времени проводят по сигналам точного времени. Продолжительность поверки 3 часа. В начале шестого сигнала снимают показания времени с дисплея программного обеспечения или с ЖК- дисплея блока обработки информации счетчика $\tau_{\text{нач}}$. Через 3 часа в начале шестого сигнала снимают показания времени $\tau_{\text{кон}}$.

(Измененная редакция, Изм. №3)

Определяют относительную погрешность измерения времени по формуле

$$\delta_{\tau} = \frac{\tau_{\text{кон}} - \tau_{\text{нач}} - 3}{3} \cdot 100. \quad (7)$$

Счетчик при измерении времени считается прошедшим поверку, если относительная погрешность не превышает 0,01 %.

7.3.3 Определение относительной погрешности вычисления массового расхода, массы газа, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

7.3.3.1 С помощью программного обеспечения или с ЖК- дисплея блока обработки информации счетчика в счетчик вводят данные в качестве условно-постоянных величин: компонентный состав газа, рабочие значения давления и температуры.

7.3.3.1 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.3.2 Рассчитывают относительную погрешность вычисления коэффициента сжимаемости газа по формуле

$$\delta_K = \frac{K_{\text{выч}} - K_{\text{расч}}}{K_{\text{расч}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где $K_{\text{выч}}$ – вычисленное значение коэффициента сжимаемости газа на дисплее программного обеспечения или дисплее счетчика;

$K_{\text{расч}}$ – расчетное значение коэффициента сжимаемости газа, рассчитанное по соответствующим нормативным документам (контрольные значения теплофизических свойств влажного нефтяного газа, рассчитанные по ГСССД МР 113-03, приведены в приложении А).

7.3.3.3 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.3.3 Относительную погрешность вычисления массового расхода, массы газа, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, определяют как относительную погрешность вычисления коэффициента сжимаемости газа. Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_K не превышает 0,005 %.

7.3.4 Определение абсолютной погрешности по каналам ввода/вывода аналоговых сигналов тока 0/4–20 мА.

7.3.4.1 Определение абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов тока

7.3.4.1.1 При определении абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов тока в поверяемой точке устанавливают на входе измерительного канала значение входного сигнала I_e , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала I_c при помощи программного обеспечения или с ЖК- дисплея блока обработки информации. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона.

7.3.4.1.1 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.4.1.2 Погрешность определяют по формуле:

$$\Delta_I = I_c - I_e \quad (9)$$

7.3.4.1.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность по каналу ввода аналоговых сигналов не превышает 0,016 мА.

7.3.4.2 Определение абсолютной погрешности по каналу вывода аналоговых сигналов тока

7.3.4.2.1 При определении абсолютной погрешности по каналу вывода аналоговых сигналов тока в поверяемой точке при помощи программного обеспечения или с

непосредственно при помощи интерфейса блока обработки информации устанавливают на выходе измерительного канала значение выходного сигнала I_{xc} , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и при помощи калибратора измеряют значение выходного сигнала I_{xe} . Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона.

7.3.4.2.1 (Измененная редакция, Изм. №3)

7.3.4.2.2 Погрешность определяют по формуле:

$$\Delta_{Ix} = I_{xc} - I_{xe} \quad (10)$$

7.3.4.2.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность по каналу вывода аналоговых сигналов не превышает 0,04 мА.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки заносятся в протокол произвольной формы.

8.2 При положительных результатах поверки счетчик признают годным к применению, результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений.

8.3 При отрицательных результатах поверки счетчик к эксплуатации не допускают, результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений.

8.2, 8.3 (Измененная редакция, Изм. №3)

Приложение А
(обязательное)

Контрольные примеры расчета теплофизических свойств влажного нефтяного газа.

Исходные данные:

№ п/п	Наименование показателей	Значения показателей
1	Концентрации компонентов газа в молярных процентах	
1.1	Метан	60,0
1.2	Этан	10,0
1.3	Пропан	20,0
1.4	Бутан	3,85
1.5	И-бутан	2,0
1.6	Пентан	1,0
1.7	И-пентан	1,0
1.8	Гексан	0,5
1.9	Гептан	0,5
1.11	Азот	1,0
1.12	Диоксид углерода	0,15
1.13	Сероводород	0,00
1.14	Кислород	0,00
2	Абсолютная влажность, г/м ³	7,42
3	Температура газа, °С	10
4	Давление газа, атм	7

Расчетные данные:

t °С	P атм	K безразм.	ρ кг/м ³	κ безразм.
10	1,0	0,9993	1,194	1,1970
10	7,0	0,9590	8,710	1,1807
20	1,0	1,0000	1,153	1,1927
20	7,0	0,9640	8,369	1,1784

Где t – температура газа;
 P – абсолютное давление газа;
 K – коэффициент сжимаемости газа;
 ρ – плотность газа;
 κ – показатель адиабаты газа.

Приложение Б
(обязательное)

Предел допускаемой относительной погрешности счетчика при измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях

Таблица Б.1 – пределы допускаемой относительной погрешности счетчика при имитационном методе поверки

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях (в зависимости от скорости потока газа):	Скорость потока газа, м/с		
	$0,03 \leq V \leq 0,1$	$0,1 < V < 0,3$	$0,3 \leq V$
однолучевое исполнение, %	±5	±3,5	±2 (±1,5) ¹
двулучевое исполнение, %	±3	±2,5	±1,5 (±1,0) ¹

¹⁾ Для модификаций счётчика в комплекте с измерительным участком трубопровода с предустановленными приемопередающими блоками.

Примечание – Значения погрешности приведены при установке приемопередающих блоков на существующем трубопроводе, с соблюдением следующих условий:

- отклонение от соосности не более 4,9 мм;
- ошибка при измерениях угла установки не более 0,5°;
- ошибка при измерении измерительного расстояния не более 0,5%;
- ошибка при измерении площади сечения не более 0,5%.

Таблица Б.2 – пределы допускаемой относительной погрешности счетчика при проливном методе поверки

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях (в зависимости от скорости потока газа):	Скорость потока газа, м/с		
	$0,03 \leq V \leq 0,1$	$0,1 < V < 0,3$	$0,3 \leq V$
однолучевое исполнение, %	±3	±2	±1,5
двулучевое исполнение, %	±2	±1	±1

Приложение Б (Измененная редакция, Изм. №2)