

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОНСАЛТИНГ-ИНЖИНИРИНГОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
«МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»  
(ЗАО КИП «МЦЭ»)



**ИНСТРУКЦИЯ**  
**МЦКЛ.0467.М-2021**

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

МЕТОДИКА (МЕТОД) ИЗМЕРЕНИЙ

## **ОБЪЁМ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

**Методика измерений объема природного газа  
счетчиками газа объемными диафрагменными  
с корректором, встроенным устройством телеметрии  
и запорным клапаном  
модели Счетприбор СГД Smart**

**ФР.1.29.2022.42992**

**Аттестована:**  
ЗАО КИП «МЦЭ»

Москва  
2021

## СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ

**ВЛАДЕЛЕЦ:** Закрытое акционерное общество «Счетприбор»  
(ЗАО «Счётприбор»)  
302014, г. Орел, ул. Спивака, 74 А  
тел./факс: +7 486-272-44-81, E-mail: sekretar@schetpribor.ru

**РАЗРАБОТЧИК:** Закрытое акционерное общество  
Консалтинго–инжиниринговое предприятие  
«Метрологический центр энергоресурсов»  
(ЗАО КИП «МЦЭ»)  
125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 88, стр. 8,  
тел./факс: +7 (495) 491-78-12, 491-86-55, E-mail: sittek@mail.ru

**РУКОВОДИТЕЛЬ  
ОРГАНИЗАЦИИ-  
ВЛАДЕЛЬЦА** Бурлакова Л. А.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АТТЕСТАЦИИ

**АТТЕСТОВАНА:** ЗАО КИП «МЦЭ»

**УНИКАЛЬНЫЙ НОМЕР  
В РЕЕСТРЕ  
АККРЕДИТОВАННЫХ  
ЛИЦ** RA.RU.311313

**СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ  
АТТЕСТАЦИИ  
МЕТОДИКИ  
ИЗМЕРЕНИЙ** RA.RU.311313/МИ-181 от 01.03.2022

**РУКОВОДИТЕЛЬ  
ОРГАНИЗАЦИИ,  
АТТЕСТОВАВШЕЙ  
МЕТОДИКУ  
ИЗМЕРЕНИЙ** Фёдоров А. В.

## СВЕДЕНИЯ О РЕГИСТРАЦИИ

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ  
КОД МЕТОДИКИ  
ИЗМЕРЕНИЙ ПО  
ФЕДЕРАЛЬНОМУ  
РЕЕСТРУ**

## Содержание

1 Область применения.....	4
2 Нормативные ссылки.....	4
3 Термины и определения .....	5
4 Требования к погрешности измерений.....	5
5 Средства измерений и вспомогательные устройства .....	5
6 Метод измерений .....	6
7 Требования безопасности и охраны окружающей среды .....	8
8 Требования к квалификации операторов.....	8
9 Условия измерений.....	8
10 Подготовка к выполнению измерений.....	9
11 Выполнение измерений.....	9
12 Обработка результатов измерений.....	10
13 Определение погрешности результатов измерений .....	10
14 Оформление результатов измерений .....	11
Библиография .....	13
Библиографические данные.....	14

## ИНСТРУКЦИЯ

<p>Государственная система обеспечения единства измерений</p> <p>Методика (метод) измерений</p> <p><b>ОБЪЁМ ПРИРОДНОГО ГАЗА</b></p> <p>Методика измерений объема природного газа счетчиками газа объемными диафрагменными с корректором, встроенным устройством телеметрии и запорным клапаном модели Счетприбор СГД Smart</p>	<p>МЦКЛ.0467.М-2021</p>
--	-------------------------

Дата введения в действие —

## 1 Область применения

1.1 Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объёма газа горючего природного (природного газа), приведенного к стандартным условиям, счетчиками газа объемными диафрагменными с корректором, встроенным устройством телеметрии и запорным клапаном модели Счетприбор СГД Smart (далее – методика измерений).

1.2 Методику измерений применяют при проведении учётных операций потребления энергетических ресурсов.

1.3 Природный газ должен быть однофазным и по степени подготовки соответствовать ГОСТ 5542.

1.4 Данная методика измерений применяется при измерениях объема природного газа, приведенного к стандартным условиям по температуре 20 °С и по давлению 101,325 кПа, счетчиками газа модели Счетприбор СГД Smart, оснащенными электронными устройствами автоматической температурной компенсации (далее – счетчиками).

1.5 Методика измерений разработана с учётом требований [1], ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.995.

## 2 Нормативные ссылки<sup>1</sup>

В методике измерений использованы ссылки на следующие документы по стандартизации:

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 303019.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ 303019.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений.

<sup>1</sup> Примечание – при пользовании настоящей методикой измерений, целесообразно проверить действие документов, приведенных в разделе «Нормативные ссылки» и «Библиография». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при использовании методики следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку



## Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.884-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Основные положения

ГОСТ Р 8.995-2020 Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа

### 3 Термины и определения

При описании настоящей методики измерений применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 газ горючий природный:** Газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов.

**3.2 рабочие условия измерений объемного расхода и объема газа:** Давление и температура газа, при которых выполняют измерения его расхода и (или) объема.

**3.3 стандартные условия:** Условия, к которым приводят измеренные при рабочих условиях объемный расход и объем газа, характеризуемые абсолютным давлением газа, равным 101 325 Па и температурой газа, равной 20 °С (293,15 К).

**3.4 счетчик газа:** Техническое средство, предназначенное для измерения, регистрации и отображения (индикации) объема газа при рабочих условиях, проходящего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению потока.

**3.5 корректор:** Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы счетчика газа, измерительных преобразователей температуры и/или давления и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

**3.6 метод T-пересчета:** Приведение измеренного при рабочих условиях объемного расхода и (или) объема газа с использованием результатов измерений температуры газа при условно-постоянных значениях абсолютного давления и коэффициента сжимаемости газа.

**3.7 условно-постоянная величина:** Параметр состояния газа, или физико-химический параметр, или теплофизическая характеристика, значение которого (которой) при расчетах объема газа принимают в качестве постоянной величины на определенный период времени (например, час, сутки, месяц и т. д.).

### 4 Требования к погрешности измерений

4.1 Относительная погрешность измерений объема газа горючего природного (природного газа), приведенного к стандартным условиям, при реализации и потреблении  $\pm 4\%$  в диапазоне измерений объемного расхода до 150 м<sup>3</sup>/ч соответствует характеристикам, приведенным в [1].

### 5 Средства измерений и вспомогательные устройства

5.1 При выполнении измерений применяют счетчики со следующими метрологическими и техническими характеристиками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики счетчиков, применяемых для измерений

Наименование характеристики	Значение характеристики для модификации счетчика СГД Smart							
	G1,6	G2,5	G4	G6	G10	G16	G25	G40
Минимальный объемный расход $Q_{\min}$ , м <sup>3</sup> /ч	0,016	0,025	0,04	0,06	0,10	0,16	0,25	0,40
Переходный объемный расход $Q_t$ , м <sup>3</sup> /ч	0,16	0,25	0,4	0,6	1,0	1,6	2,5	4,0
Номинальный объемный расход $Q_{\text{ном}}$ , м <sup>3</sup> /ч	1,6	2,5	4	6	10	16	25	40
Максимальный объемный расход $Q_{\text{мах}}$ , м <sup>3</sup> /ч	2,5	4	6	10	16	25	40	65

5.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям по температуре, при температуре (20±5) °С:

- ±3,0 % в диапазоне объемных расходов  $Q_{\min} \leq Q < Q_t$ ;
- ±1,5 % в диапазоне объемных расходов  $Q_t \leq Q \leq Q_{\text{мах}}$ .

5.3 Диапазон измерений счетчиком температуры газа от минус 40 до плюс 55 °С.

5.4 Пределы абсолютной погрешности измерений счетчиком температуры газа в диапазоне рабочих температур газа, °С

- ±2 °С в диапазоне температур от минус 40 °С до минус 10 °С;
- ±0,5 °С в диапазоне температур от минус 10 °С до плюс 55 °С.

## 6 Метод измерений

6.1 Для измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ Р 8.995 при расходе газа при рабочих условиях не превышающим максимально допустимого значения 250 м<sup>3</sup>/ч и избыточном давлении не превышающим максимально допустимое значение 0,005 МПа применяется метод  $T$ -пересчета объема природного газа, измеренного при рабочих условиях.

6.2 Объем газа  $V_c$ , приведенный к стандартным условиям, вычисляется по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^m K_n \cdot \Delta V_i \cdot \frac{1}{T_i} \quad (1)$$

где  $K_n$  – условно постоянный подстановочный коэффициент приведения

$$K_n = \frac{p_n}{p_c} \cdot T_c \cdot \frac{Z_{cn}}{Z_n} \quad (2)$$

где  $p_n$  – условно постоянное подстановочное значение абсолютного давления газа при рабочих условиях, Па;

$p_c$  – абсолютное давление газа при стандартных условиях, Па;

$T_c$  – абсолютная (термодинамическая) температура газа при стандартных условиях, К;

$Z_{cn}$  – подстановочное значение коэффициента сжимаемости газа при стандартных условиях, Па;



$Z_n$  – условно постоянное подстановочное значение коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях, Па;

$n$  – условно-постоянная величина;

$\Delta V_i$  – приращение объема газа за  $i$ -й интервал времени;

$T_i$  – абсолютная (термодинамическая) температура газа при рабочих условиях, К;

$i$  –  $i$ -е значение величины;

$m$  – число интервалов дискретизации за время измерений.

6.3 Значение  $\Delta V_i$  вычисляют по формуле

$$\Delta V_i = \frac{N_i}{K_{\text{пр}}}, \quad (3)$$

где  $N_i$  – общее число импульсов, формируемых счетчиком газа, за  $i$ -й интервал времени;  
 $K_{\text{пр}}$  – коэффициент преобразования, рассчитываемый по формуле

$$K_{\text{пр}} = \frac{1}{C_{\text{имп}}} \quad (4)$$

где  $C_{\text{имп}}$  – цена (вес) одного импульса, формируемого счетчиком газа, м<sup>3</sup>/имп.

6.4 Термодинамическую температуру газа  $T$  вычисляют по формуле

$$T = 273,15 + t, \quad (5)$$

где  $t$  – измеренная температура газа при рабочих условиях, °С.

6.5 При выпуске из производства по умолчанию на заводе-изготовителе в энергонезависимую память счетчика записывается условно-постоянное подстановочное значение абсолютного давления ( $p_n$ ), равное 760 мм рт. ст. (101 325 Па).

6.6 По данным газораспределительной организации при эксплуатации счетчика значение абсолютного давления может дистанционно корректироваться в памяти счетчика с сервера по каналу сотовой связи GSM.

6.7 Подстановочное значение абсолютного давления, принятого условно-постоянной величиной, рассчитывают по формуле, рекомендованной ГОСТ Р 8.995

$$p_n = \frac{p_{\text{max}} + p_{\text{min}}}{2}, \quad (6)$$

где  $p_{\text{max}}$ ,  $p_{\text{min}}$  – максимальное и минимальное абсолютное давление газа в условиях эксплуатации узла измерений.

6.8 Значения  $p_{\text{max}}$  и  $p_{\text{min}}$  определяют путем суммирования избыточного давления газа и атмосферного давления по формулам

$$p_{\text{max}} = p_{\text{атм}}^{\text{max}} + p_{\text{изб}}^{\text{max}}; \quad (7)$$

$$p_{\text{min}} = p_{\text{атм}}^{\text{min}} + p_{\text{изб}}^{\text{min}}. \quad (8)$$

6.9 Диапазон изменений избыточного давления ( $p_{\text{изб}}^{\text{min}}$ ;  $p_{\text{изб}}^{\text{max}}$ ) принимается по данным газораспределительной организации. Диапазон изменений атмосферного давления ( $p_{\text{атм}}^{\text{min}}$ ;  $p_{\text{атм}}^{\text{max}}$ ) принимается по данным регионального центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

Допускаемый диапазон вводимых условно-постоянных подстановочных значений абсолютного давления: от 563 до 789 мм рт. ст. (от 75 066 до 105 199 Па).

6.10 При применении метода « $T$ -пересчета» коэффициент сжимаемости измеряемого

газа при рабочих и стандартных условиях определяют по его номинальным (средним) значениям физико-химических параметров.

Коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях  $Z_c$  для метана ( $\text{CH}_4$ ), составляющего основу природного газа составляет  $Z_c = 0,9981 \pm 0,05\%$  (ГОСТ 30319.1, приложение А, таблица А.1).

Коэффициент сжимаемости при рабочих условиях  $Z$ , рассчитанный по ГОСТ 30319.2 для смеси, имитирующей природный газ, для рабочего давления 100 кПа и в интервале термодинамических температур от 250 до 350 °К (от минус 23,15 до плюс 76,85 °С) изменяется в пределах от 0,9966 до 0,9990 (ГОСТ 30319.2, приложение Б, таблица Б.2).

6.11 Для диапазона температур газа, измеряемого счетчиками, от минус 40 до плюс 55 °С на основании п. 6.10 можно принять положение о незначительном изменении коэффициента сжимаемости в диапазоне условий применения счетчиков модели Счетприбор СГД Smart.

Поэтому подстановочное условно-постоянное значение корректирующего коэффициента по сжимаемости газа ( $Z_{cn}/Z_n$ ) на заводе-изготовителе по умолчанию устанавливается, равным 1 и при эксплуатации счетчика дистанционно не корректируется.

## 7 Требования безопасности и охраны окружающей среды

7.1 Для обеспечения выполнения требований техники безопасности, охраны труда, пожарной безопасности, санитарно-гигиенических правил и охраны окружающей среды выполнение измерений проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- ПОТ Р М-026-2003 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций», утвержденные Постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 12 мая 2003 г. № 27;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные Приказом Минтруда РФ от 15 декабря 2020 г. № 903н;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 531.

- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», и другими законодательными актами, действующими на территории Российской Федерации.

7.2 В процессе эксплуатации счетчики должны подвергаться внешнему осмотру с контролем герметичности соединений специалистами организации, осуществляющей по договору обслуживание газоиспользующего оборудования с периодичностью, установленной соответствующим договором о техническом обслуживании газового оборудования.

## 8 Требования к квалификации операторов

8.1 К выполнению измерений и (или) обработке их результатов, монтажу СИ и вспомогательного оборудования допускаются лица, изучившие требования методики измерений и эксплуатационной документации СИ и вспомогательных устройств, прошедшие инструктаж по охране труда, получившие допуск к самостоятельной работе и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

## 9 Условия измерений

9.1 При выполнении измерений должны быть соблюдены следующие условия: диапазон объемных расходов газа при рабочих условиях, м<sup>3</sup>/ч от 0,016 до 65



диапазон температуры рабочей среды, °С	от -40 до +55
диапазон избыточного рабочего давления газа, МПа (кПа)	от 0,0013 до 0,005 (от 1,3 до 5,0)
диапазон температуры окружающей среды, °С	от -40 до +55
диапазон барометрического давления, кПа (мм рт. ст.)	от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)

9.10 Условия применения СИ и вспомогательного оборудования должны соответствовать требованиям их эксплуатационной документации

9.11 Все применяемые средства измерений должны быть исправны и поверены в установленном порядке.

## 10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Проверяют выполнение монтажа счетчика.

Монтаж и ввод в эксплуатацию счетчика должны выполнять только специализированные организации, имеющие лицензии, в соответствии с действующими нормами, правилами и инструкциями, в порядке, установленном в руководстве по эксплуатации счетчика СПЭФ.407279.009 РЭ.

Перед монтажом счетчика должна быть проведена очистка (продувка) внутренней полости присоединительного газопровода от загрязнений (ржавчина, окалина, пыль и т.д.).

Для предотвращения в процессе эксплуатации попадания во внутреннюю полость счетчика загрязнений, на подводящем газопроводе рекомендуется устанавливать фильтрующие элементы (плоские сетчатые фильтры, газовые фильтры).

**При проведении сварочно-монтажных работ использование счетчика как шаблона запрещено!**

При монтаже счетчика вблизи источников тепла необходимо исключить нагрев корпуса свыше максимальной температуры его эксплуатации.

При монтаже на открытом воздухе счетчик должен быть защищен от попадания пыли, песка и осадков. Счетчик на открытом воздухе должен быть установлен в шкафовое устройство.

Затяжка накидных гаек должна обеспечивать герметичность соединяемых узлов без деформации ответных элементов. Герметичность узлов проверяют после заполнения трубопровода газом с помощью приборов (газоиндикаторов, течеискателей) или пенообразующим раствором. Обнаруженные утечки должны быть устранены.

10.2 При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

- проверяют соответствие монтажа счетчика на газопроводе требованиям эксплуатационной документации (проверку проводят один раз перед запуском счетчиков в эксплуатацию);
- проверяют целостность пломб и наличие индикации на дисплее счетчика, убеждаются, что встроенный запорный клапан счетчика находится в открытом состоянии;
- проверяют правильность установки условно-постоянных параметров абсолютного давления, коэффициента сжимаемости и, при необходимости, корректируют установленные значения.

## 11 Выполнение измерений

11.1 Измерения объема газа при рабочих условиях, температуры газа и вычисление объема газа, приведенного к стандартным условиям, проводят в автоматическом режиме согласно алгоритмам функционирования и программного обеспечения счетчиков.

11.2 Данные об объеме потребленного газа, приведенном к стандартным условиям, считываются с ЖК индикатора электронного модуля – основной режим индикации. Цифры

слева до точки показывают объем газа в кубических метрах, а три разряда после точки – в десятичных долях м<sup>3</sup>.

## 12 Обработка результатов измерений

12.1 Обработка результатов измерений выполняется в автоматическом режиме. Корректор счетчика автоматически приводит измеренный объем газа при рабочих условиях к стандартным условиям по измеренному значению температуры газа при рабочих условиях и по условно-постоянным подстановочным значениям абсолютного давления газа и коэффициента сжимаемости, вводимым в энергонезависимую память счетчика изготовителем в соответствии со спецификацией заказа и записываемым в его паспорт.

## 13 Определение погрешности результатов измерений

13.1 Определение погрешности результатов измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, счетчиками осуществляют:

- при метрологической аттестации методики измерений в соответствии с [2] и ГОСТ Р 8.563;
- при подтверждении реализуемости методики измерений до внедрения её в практику ЗАО «Счетприбор» [2];
- при метрологическом надзоре за применением аттестованных методик измерений согласно положений ГОСТ Р 8.884.

13.2 Относительная погрешность счетчика измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям ( $\delta_{V_c}$ ), определяется по формуле

$$\delta_{V_c} = \pm \sqrt{\delta_V^2 + \delta_T^2 + \delta_P^2 + \delta_{P_n}^2 + \delta_Z^2 + \delta_K^2}, \quad (9)$$

где  $\delta_V$  – относительная погрешность счетчика измерений объема газа в соответствии с его метрологическими характеристиками (п. 5.2 методики измерений), %;

$\delta_T$  – относительная погрешность счетчика измерений термодинамической температуры газа, %;

$\delta_P$  – основная относительная погрешность значения рабочего абсолютного давления, вносимого в электронный корректор как условно-постоянное значение, не более  $\pm 1,0$  %;

$\delta_{P_n}$  – дополнительная относительная погрешность значения рабочего абсолютного давления, вызванная отклонениями рабочего абсолютного давления от значения, введенного в электронный корректор счетчика, не более  $\pm 0,5$  %;

$\delta_Z$  – относительная погрешность определения подстановочного значения коэффициента сжимаемости, вносимого в корректор как условно-постоянное значение, %;

$\delta_K$  – относительная погрешность электронного корректора при вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, не более  $\pm 0,5$  %;

13.3 Относительная погрешность счетчика измерений объема газа составляет:

$\pm 3,0$  % в диапазоне объемных расходов  $Q_{\min} \leq Q < Q_t$ ;

$\pm 1,5$  % в диапазоне объемных расходов  $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$ , где  $Q$  – значение объемного расхода газа при измерениях его объема, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{\min}$  – минимальный объемный расход, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_t$  – переходный объемный расход, м<sup>3</sup>/ч;  $Q_{\max}$  – максимальный объемный расход, м<sup>3</sup>/ч.

13.4 Значения  $Q_{\min}$ ,  $Q_t$  и  $Q_{\max}$  в зависимости от типоразмера применяемого при измерениях счетчика приведены в п. 5.1 методики измерений.

13.5 Относительная погрешность счетчика измерений термодинамической температуры газа, определяется по формуле



$$\delta_T = \pm \left( \frac{\Delta_t}{273,15 + t} \cdot 100 \right), \quad (10)$$

где  $\Delta_t$  – пределы абсолютной погрешности измерений счетчиком температуры газа в соответствии с п. 5.4 методики измерений, °С;

$t$  – температура газа при измерениях его объема, °С.

13.6 Относительная погрешность определения подстановочного значения коэффициента сжимаемости определяется по формуле

$$\delta_Z = \pm (2 \cdot u'_Z) = \pm \left( 2 \cdot \frac{100}{\sqrt{6}} \cdot \frac{Z_{max} - Z_{min}}{Z_{max} + Z_{min}} \right), \quad (11)$$

где  $u'_Z$  – относительная стандартная неопределенность определения коэффициента сжимаемости газа как условно-постоянное значения, %;

$Z_{max}$ ,  $Z_{min}$  – максимальное и минимальное значения диапазона изменения коэффициента сжимаемости природного газа.

13.7 При наихудшем сочетании факторов, влияющих на погрешность измерений, относительная погрешность счетчика измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям ( $\delta_{V_c}$ ), составляет следующую величину:

13.7.1 Относительная погрешность счетчика измерений объема газа в диапазоне объемных расходов  $Q_{min} \leq Q < Q_t$  составляет  $\pm 3,0$  %.

13.7.2 Относительная погрешность счетчика измерений термодинамической температуры газа при измерениях объема газа с температурой минус 40 °С составит по формуле (10)

$$\delta_T = \pm \left( \frac{2}{273,15 - 40} \cdot 100 \right) \cong \pm 0,9 \text{ \%}.$$

13.7.3 Относительная погрешность определения подстановочного значения коэффициента сжимаемости, вносимого в корректор как условно-постоянное значение, для диапазона изменения коэффициента сжимаемости природного газа от 0,9966 до 0,9990 (в соответствии с данными ГОСТ 30319.2) по формуле (11) составляет

$$\delta_Z = \pm \left( 2 \cdot \frac{100}{\sqrt{6}} \cdot \frac{0,9990 - 0,9966}{0,9990 + 0,9966} \right) \cong 0,1 \text{ \%}.$$

13.7.4 Относительная погрешность счетчика измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям ( $\delta_{V_c}$ ), для наихудшего сочетания факторов, влияющих на погрешность измерений, по формуле (9) составит

$$\delta_{V_c} = \pm \sqrt{(3,0)^2 + 0,9^2 + (1,0)^2 + 0,5^2 + 0,1^2 + 0,5^2} \cong \pm 3,4 \text{ \%}.$$

Полученное значение относительной погрешности счетчика измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям ( $\delta_{V_c}$ ), при наихудшем сочетании факторов, влияющих на погрешность измерений, не превышает значений относительной погрешности измерений, установленных настоящей методикой измерений.

13.8 Контроль метрологических характеристик счетчиков осуществляется путем проведения первичной и в установленный межповерочный интервал периодических поверок.

## 14 Оформление результатов измерений

14.1 Результаты измерений отображаются на ЖК индикаторе счетчика, хранятся в его энергонезависимой памяти и передаются на сервер системы учета по каналу сотовой связи стандарта GSM в базовом исполнении.



14.2 На индикаторе цифры слева до точки показывают объем газа, приведенный к стандартным условиям, в кубических метрах, а цифры после точки – в дробных долях кубического метра.

14.3 В эксплуатационном режиме отображается 3 знака после запятой с ценой единицы младшего разряда  $0,001 \text{ м}^3$ .

**Библиография**

[1] Перечень измерений, относящийся к сфере государственного обеспечения единства измерений, утверждённый Постановлением Правительства РФ, от 16.11.2020 №1847

[2] Порядок аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения, утверждённый приказом Минпромторга России от 15.12.2015 № 4091

Библиографические данные  
УДК

**Ключевые слова:** газ природный горючий, счетчик газа диафрагменный, объем газа природного, приведенный к стандартным условиям

**Руководитель  
разработки**

генеральный директор

должность

ЗАО КИП «МЦЭ»

наименование предприятия-исполнителя



*(Handwritten signature)*

подпись

А. В. Фёдоров

инициалы, фамилия

**Исполнители:**

главный конструктор  
ЗАО «Счетприбор»

должность

*(Handwritten signature)*

подпись

А. А. Гаврилов

инициалы, фамилия

главный метролог  
ЗАО КИП «МЦЭ»

должность

подпись

С. Н. Халаимов

инициалы, фамилия

главный инженер  
ЗАО КИП «МЦЭ»

должность

*(Handwritten signature)*

подпись

В. В. Романов

инициалы, фамилия

**Утверждена:**

наименование документа

номер документа

дата принятия документа

**Руководитель  
предприятия**

и. о.  
генерального директора

должность

*(Handwritten signature)*

подпись

В.Н. Селихов

инициалы, фамилия

