

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»  
(ФГУП ВНИИР)

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель директора  
по научной работе ФГУП ВНИИР

И.И. Фишман

февраля 2013 г.



**ИНСТРУКЦИЯ**

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ  
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

РАСХОД И ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ

ОБЪЕМА ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ КОМПЛЕКСОМ  
СТ-ТК И ДИАФРАГМЕННЫМИ СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА ТИПА ВК С  
КОРРЕКТОРАМИ СЕРИИ ТС

Казань

2013

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии».

ИСПОЛНИТЕЛИ Горчев А.И., кандидат технических наук  
Лукьянова С.М.

2 АТТЕСТОВАНА Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП ВНИИР) Аттестат аккредитации № 01.00257-2008 от 30.12.2008 г.

3 УТВЕРЖДЕНА Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП ВНИИР) « 28 » февраля 2013 г.

Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № \_\_\_\_\_  
/№ 01.00257-2008

« 28 » февраля 2013 г.

Регистрационный код методики измерений по Федеральному реестру

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП ВНИИР.

## Содержание

1	Назначение и область применения .....	1
2	Нормативные ссылки .....	1
3	Термины и определения .....	2
4	Обозначения и сокращения .....	3
8	Квалификация операторов и требования безопасности .....	8
9	Условия измерений .....	9
10	Подготовка к выполнению измерений .....	10
11	Определение погрешности результатов измерений .....	10
12	Проверка реализации методики измерений .....	11

**ИНСТРУКЦИЯ**  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА**  
**ИЗМЕРЕНИЙ**  
**РАСХОД И ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

Методика измерений объема природного газа измерительным комплексом СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д и узлами учета газа в составе диафрагменных счетчиков газа типа ВК и электронных корректоров по температуре ТС210, ТС215 и ТС220

---

## **1 Назначение и область применения**

Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объема природного газа измерительным комплексом СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д и узлами учета газа в составе диафрагменных счетчиков газа типа ВК и электронных корректоров по температуре ТС210, ТС215 и ТС220 (далее – комплекс).

Комплекс предназначен для измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, посредством автоматической электронной коррекции показаний диафрагменного счетчика типа ВК по температуре при фиксированных значениях давления и коэффициента сжимаемости.

Измеряемая среда - природный газ по ГОСТ 5542 и другие газы с плотностью при стандартных условиях не менее 0,668 кг/м<sup>3</sup>.

Инструкция определяет основные требования к средствам измерений, их монтажу, методике и условиям измерений, а также оценке погрешности измерений.

Методика измерений разработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящей инструкции использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка»

ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ Р 52350.1-2005 (МЭК 60079-1:2003) Электрооборудование для

взрывоопасных газовых сред. Часть 1. взрывонепроницаемые оболочки «d»  
ГОСТ Р 53762-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам  
ГОСТ Р 53763-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде  
ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия  
ГОСТ 15528-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкостей и газа. Термины и определения  
ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости  
ГОСТ 31370-2008 Газ природный. Руководство по отбору проб  
ГОСТ 31371.2-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных  
ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов  
РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

**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 заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не эту ссылку.

### **3 Термины и определения**

В настоящей инструкции использованы следующие термины с соответствующими определениями.

**3.1 диапазон измерений средства измерений:** Область значений величины, в пределах которой нормированы допускаемые пределы погрешности средства измерений.

**3.2 объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:** Объемный расход газа, протекающего через первичный преобразователь в единицу времени, определенный путем пересчета объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям (температура газа 20 °С, абсолютное

давление 0,101325 МПа).

**3.3 относительная погрешность средства измерений:** Погрешность средства измерений, выраженная отношением абсолютной погрешности средства измерений к результату измерений или к действительному значению измеренной физической величины.

**3.4 предел допускаемой погрешности средства измерений:** Наибольшее значение погрешности средств измерений, устанавливаемое нормативным документом для данного типа средств измерений, при котором оно еще признается годным к применению.

**3.5 средство измерений:** Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

**3.6 корректор:** Средство измерительной техники, которое преобразует выходные сигналы счетчика газа, измерительных преобразователей температуры и давления и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям

**3.7 измерительно-вычислительный комплекс:** функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, которая преобразует выходной сигнал средств измерений объема и расхода газа при рабочих условиях, измеряет все или некоторые необходимые параметры потока и среды и вычисляет объем и расход газа приведенные к стандартным условиям

**3.8 параметры состояния газа:** Величины, характеризующие состояние газа

Примечание – В настоящем стандарте в качестве параметров состояния газа приняты давление и температура газа.

**3.9 теплофизические характеристики газа:** Величины, характеризующие теплофизические свойства газа

Примечание – В настоящем стандарте в качестве теплофизических характеристик газа приняты фактор и коэффициент сжимаемости

**3.10 Методика (метод) измерений:** Совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

3.11 Остальные термины и их определения приведены в ГОСТ 15528 и РМГ 29-99.

## 4 Обозначения и сокращения

### 4.1 Условные обозначения

Основные условные обозначения параметров приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Условные обозначения величины

Обозначение	Наименование величины	Единица величины
$Q$	Объемный расход газа	$\text{м}^3/\text{ч}$
$Q_{\text{ном}}$	Номинальное значение объемного расхода	$\text{м}^3/\text{ч}$
$V$	Объём газа	$\text{м}^3$
$p$	Абсолютное давление	МПа
$t$	Температура	$^{\circ}\text{C}$
$T$	Термодинамическая температура	К
$\rho$	Плотность газа в рабочих условиях	$\text{кг}/\text{м}^3$
$K$	Коэффициент сжимаемости	1
$\delta$	Относительная погрешность	%
Примечание – Остальные обозначения указаны непосредственно в тексте.		

#### 4.2 Индексы обозначений параметров

Индексы, соответствующие обозначениям параметров, относят к величинам, характеризующим эти параметры.

Следующие индексы относятся к обозначениям:

«мин» - минимальных значений

«макс» - максимальных значений

«с» – стандартных условий.

#### 4.3 Сокращения

СИ – средство измерений.

Допускается при измерениях расхода и объема среды применять наравне с единицами, указанными в настоящей инструкции, другие единицы по ГОСТ 8.417, а также десятичные кратные и дольные единицы.

### 5 Требования к показателям погрешности измерений

5.1 Значение относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, зависит от выбранных СИ, значений параметров потока газа, условий эксплуатации.

5.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, по данной методике измерений составляют:

в диапазоне расхода от  $Q_{\text{мин}}$  до  $0,1 Q_{\text{ном}}$   $\pm 3,2 \%$

в диапазоне расхода от  $0,1 Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\text{макс}}$   $\pm 1,7 \%$ .

## 6 Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их монтажу

6.1 При выполнении измерений применяют СИ, входящие в состав измерительных каналов комплекса

6.2 Измерительный канал измерения объема газа при рабочих условиях.

6.2.1 Счетчики газа диафрагменные ВК. Диапазоны расходов представлены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Диапазоны рабочих расходов

Типоразмер счетчика	Диапазон рабочих расходов, м <sup>3</sup> /ч		
	$Q_{\max}$	$Q_{\text{ном}}$	$Q_{\min}$
G1,6	2,5	1,6	0,016
G2,5	4,0	2,5	0,025
G4,0	6,0	4,0	0,04
G6,0	10	6	0,06
G10	16	10	0,1
G16	25	16	0,16
G25	40	25	0,25
G40	65	40	0,4
G65	100	65	0,65
G100	160	100	1,0

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема при рабочих условиях:

в диапазоне расхода от  $Q_{\min}$  до  $0,1 Q_{\text{ном}}$   $\pm 3,0 \%$

в диапазоне расхода от  $0,1 Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\max}$   $\pm 1,5 \%$ .

Регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – 20272, 30894, 36706, 36708.

6.2.2 Измерительный канал температуры газа

6.2.2.1 Термометр платиновый технический с номинальной статической характеристикой преобразования 500П или Pt500.

6.2.3 Измерительный канал давления

6.2.3.1 Датчик давления для измерения избыточного или абсолютного давления с пределами относительной погрешности не более  $\pm 0,5 \%$ .

6.2.3.2 Барометр (при измерении избыточного давления), пределы абсолютной погрешности измерений атмосферного давления не более  $\pm 0,35$  кПа.

6.2.3 Вычислительное устройство

6.2.3.1 Корректоры объема газа ТС210, ТС215, ТС220 предназначены



для вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, в зависимости от измеренного объема газа при рабочих условиях, измеренной температуры газа и фиксированных значений давления и коэффициента сжимаемости. Фиксированные значения давления и коэффициента сжимаемости называются «подстановочными значениями» соответствующих рабочих значений измеряемых величин.

Пределы допускаемой относительной погрешности корректора:

- при вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры -  $\pm 0,2$  %;
- при измерении температуры -  $\pm 0,1$  %.

Регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений: ТС210 - 28943; ТС215 - 32550; ТС220 - 47922.

6.3 Типы вышеперечисленных СИ утверждены в соответствии с Правилами по метрологии ПР 50.2 009.

6.4 Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма.

6.5 Требования к установке комплекса

6.5.1 Комплекс монтируют на измерительный трубопровод в соответствии с требованиями технической документации. Опрессовка трубопровода и вытеснение воздуха из системы производят до установки комплекса.

6.5.2 Для обеспечения работоспособности на газе, содержащем механические примеси, перед комплексом должны устанавливаться газовые фильтры.

6.5.3 Применение комплексов для измерения объема газа, содержащего механические включения, недопустимо без установки газовых фильтров перед ними.

6.5.4 При монтаже комплекса на трубопровод необходимо выполнять все требования по монтажу, указанные в тех. документации на счетчик газа и корректор, входящие в комплекс.

6.5.5 Счетчик комплекса устанавливается на подводящий и отводящий элементы трубопровода и, начиная с типоразмера счетчика G10, должен быть дополнительно укреплен.

6.5.6 Направление потока газа должно совпадать с направлением указанным стрелкой на верхней части корпуса счетчика между штуцерами.

6.5.7 Приборы комплекса размещаются в помещениях (под навесом), в которых соблюдается температурный режим от минус 30 до плюс 60 °С

6.5.8 корректор объема ТС210; имеет взрывобезопасное исполнение,

соответствует требованиям ГОСТ Р 51330.1(МЭК 60079-1) и имеет маркировку взрывозащиты «1Ex ib IIB T4»;

6.5.9 корректор объема ТС220; имеет взрывобезопасное исполнение; соответствует требованиям ГОСТ Р 52350.1 (МЭК 60079-1) и имеет маркировку взрывозащиты «1Ex ib IIB T4».

В случае установки корректора во взрывоопасной зоне блоки питания с барьером искрозащиты должны устанавливаться вне взрывоопасной зоны

#### 6.6 Измерение температуры газа

6.6.1 Присоединительные штуцера для датчика температуры предусматривают его установку на корпусе счетчика на заводе изготовителя при сборке комплекса.

Если датчик температуры не установлен в присоединительном штуцере или если установка датчика температуры производится на трубопроводе, то монтаж датчика температуры производится на объекте с последующей пломбировкой места установки.

#### 6.7 Измерение давления

6.7.1 Комплекс не предусматривает непрерывного контроля измерения давления газа в измерительном трубопроводе. При расчете объема газа, приведенного к стандартным условиям, используется подстановочное значение давления, фиксированная величина которого соответствует рабочему давлению в трубопроводе. Погрешность определения абсолютного давления в подающем трубопроводе – не более  $\pm 0,5$  %. Пределы допускаемой погрешности, вызванные нестабильностью поддержания фиксированного (подстановочного) значения давления–, не более  $\pm 0,5$  %.

#### 6.8 Определение коэффициента сжимаемости газа

6.8.1 Корректор не предусматривает вычисления коэффициента сжимаемости газа. При расчете объема газа, приведенного к стандартным условиям, используется подстановочное значение коэффициента сжимаемости, вычисляемое в соответствии с ГОСТ 30319.2 или по другим методикам ГСССД, аттестованным для измерения газа определенного компонентного состава.

6.8.2 Компонентный состав газа определяют в аккредитованной химико-аналитической лаборатории в соответствии с ГОСТ 31371.7 или по методикам измерений, аттестованным в установленном порядке. При отборе проб для проведения хроматографического анализа руководствуются требованиями ГОСТ 31370.

## 7 Метод измерений

Принцип действия комплекса основан на одновременном измерении

двух параметров потока газа (объема и температуры) при рабочих условиях. С помощью корректора, по полученным данным и по введенным в память корректора подстановочным значениям давления и коэффициента сжимаемости, вычисляется объем газа, приведенный к стандартным условиям,  $V_c$

$$V_c = \frac{T_c}{K_p \cdot p_c} \cdot \frac{p_p}{T} \cdot V_p, \quad (1)$$

где  $p_c, T_c$  – давление и температура при стандартных условиях;

$p_p, K_p$  – подстановочные значения давления и коэффициента сжимаемости;

$T$  – температура газа при рабочих условиях;

$V_p$  – объем при рабочих условиях.

Измерение объема газа в рабочих условиях осуществляется счетчиком газа диафрагменным. Принцип работы счетчика основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм) камер при поступлении газа в корпус счетчика. Впуск и выпуск газа, объем которого необходимо измерить, вызывает перемещение диафрагм и через систему рычагов приводит в действие счетный механизм, на котором смонтирован низкочастотный датчик съема сигнала.

Сигналы со счетчика и с датчика температуры, преобразованные по определенному алгоритму, поступают в корректор объема газа. С учетом фиксированных значений рабочего давления и коэффициента сжимаемости газа (подстановочных значений), принимаемых за условно - постоянные значения измеряемых величин, корректор вычисляет измеренный объем, приведенный к стандартным условиям.

## 8 Квалификация операторов и требования безопасности

8.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 4-го разряда, прошедших курсы обучения и инструктаж по технике безопасности, сдавших экзамен по технике безопасности и изучивших эксплуатационную документацию применяемых СИ, и вспомогательных устройств, а также настоящую методику измерений.

Лица, привлекаемые к выполнению измерений, должны:

- соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности, установленные для объекта, на котором проводят измерения;
- выполнять измерения в специальной одежде и обуви;

- выполнять измерения в специальной одежде и обуви;
- периодически контролировать содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать предельно допустимых концентраций.

8.2 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.9, соответствовать требованиям ГОСТ Р 51330.0 и иметь свидетельство о взрывозащищенности и разрешение Госгортехнадзора России по Правилам сертификации электрооборудования для взрывоопасных сред.

Организацию и производство работ осуществляют в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- ПБ 08-624-03 Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности;
- ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

## 9 Условия измерений

9.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- измеряемый расход находится в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве на счетчик;
- условия эксплуатации СИ должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем этих СИ;
- измеряемая среда – природный газ по ГОСТ 5542;
- рабочее давление газа, не более 50 кПа;
- температура окружающей среды – от минус 30 °С до плюс 55 °С;
- температура измеряемого газа – от минус 25 °С до плюс 40 °С;
- температура точки росы по влаге, и углеводородам ниже температуры газа;
- температура газа не выходит за пределы применимости методик расчета коэффициента сжимаемости. При вычислении коэффициента сжимаемости в соответствии с ГОСТ 30319.2 нижний предел измерения температуры с нормированным значением погрешности составляет минус 23,15 °С (таблица 1 ГОСТ 30319.2).

## 10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Перед проведением измерений проверяют:

- технологическую схему,
- наличие акта установки счетчика;
- соответствие монтажа счетчика и других СИ требованиям эксплуатационной документации и настоящей инструкции. Эту проверку проводят один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции комплекса;

- наличие паспортов применяемых СИ и технического описания или инструкции по эксплуатации СИ, входящих в состав комплекса;

- наличие действующих свидетельств о поверке на счетчик и корректор;

- целостность пломб и клейм на компонентах системы;

- установку, настраиваемых потребителем и поставщиком газа, параметров, правильность ввода в память корректора фиксированных значений рабочего давления и коэффициента сжимаемости в соответствии с указаниями руководства по эксплуатации на корректор и руководства по эксплуатации комплекса.

- работоспособность комплекса, путем контроля изменения показаний текущих значений объема и температуры (одному полному обороту младшей декады отсчетного устройства счетчика газа должен соответствовать один импульс в счетчике рабочего объема корректора). Фиксированное значение давления поддерживается постоянным. Предел допускаемой относительной погрешности поддержания фиксированного значения давления –  $\pm 0,5 \%$ .

10.3 После проверки все СИ, в соответствии с их руководствами по эксплуатации, приводят в рабочее состояние и проводят измерения параметров, по которым определяют расход и объем газа. Измерение параметров газа и обработка результатов измерений производятся автоматически с помощью корректора.

## 11 Определение погрешности результатов измерений

11.1 Относительную погрешность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, комплексом,  $\delta_{Vc}$  определяют по формуле

$$\delta_{Vc} = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_{кор}^2 + \delta_T^2 + \delta_p^2 + \delta_H^2 + \delta_K^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_V$  – предел допускаемой относительной погрешности счетчика по импульсному выходу не превышает:

$\pm 3,0 \%$  в диапазоне расхода от  $Q_{\text{мин}}$  до  $0,1 Q_{\text{ном}}$

$\pm 1,5 \%$  в диапазоне расхода от  $0,1 Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\text{макс}}$

$\delta_{\text{кор}}$  – относительная погрешность корректора при вычислении объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры –  $\pm 0,2 \%$ ;

$\delta_T$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении температуры газа –  $\pm 0,1 \%$ ;;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерений абсолютного давления газа (измеренное значение давления газа вносится в корректор как подстановочное значение) не более –  $\pm 0,5 \%$ ;

$\delta_H$  – погрешность, вызванная нестабильностью поддержания подстановочного (фиксированного) значения давления –  $\pm 0,5 \%$ ;

$\delta_K$  – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа –  $\pm 0,4 \%$ .

$$\delta_{VC} = \sqrt{9,04 + 0,01 + 0,25 + 0,25 + 0,16} = \pm 3,2 \% \text{ (от } Q_{\text{мин}} \text{ до } 0,1 Q_{\text{ном}} \text{)}$$

$$\delta_{VC} = \sqrt{2,25 + 0,04 + 0,01 + 0,25 + 0,25 + 0,16} = \pm 1,7 \% \text{ (от } 0,1 Q_{\text{ном}} \text{ до } Q_{\text{макс}} \text{)}.$$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, по данной методике измерений, не превышают:

$\pm 3,2 \%$  в диапазоне расхода от  $Q_{\text{мин}}$  до  $0,1 Q_{\text{ном}}$ ;

$\pm 1,7 \%$  в диапазоне расхода от  $0,1 Q_{\text{ном}}$  до  $Q_{\text{макс}}$ , при температуре газа от минус  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  до плюс  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  и фиксированных значениях давления и коэффициента сжимаемости.

## 12 Проверка реализации методики измерений

12.1 Проверку реализации методики измерений проводят органы Государственной метрологической службы или метрологические службы юридических лиц, аккредитованные на право аттестации методики измерений в соответствии с ПР 50.2.002:

- перед пуском комплекса в эксплуатацию;
- после реконструкции комплекса.

12.2 При проведении проверки реализации методики измерений устанавливают:

- наличие описаний и руководств по эксплуатации СИ;

- соответствие условий измерений требованиям разделов 9 и 10;
- соответствие монтажа СИ требованиям раздела 6, монтажно-эксплуатационной документации.

Для дистанционной передачи информации к счётчику может быть присоединён низкочастотный датчик импульсов (геркон) типа IN-Z61, срабатывающий от магнитной вставки, встроенной в младший разряд счётного механизма.

**Диапазон рабочих расходов:**

ВК-G6	0,06 – 10 м <sup>3</sup> /ч;
ВК-G10	0,10 – 16 м <sup>3</sup> /ч;
ВК-G16	0,16 – 25 м <sup>3</sup> /ч;
ВК-G25	0,25 – 40 м <sup>3</sup> /ч

**Погрешность измерения:**

в диапазоне от  $Q_{\text{мин.}}$  до  $0,1 Q_{\text{ном.}} \pm 3 \%$ ;  
в диапазоне от  $0,1 Q_{\text{ном.}}$  до  $Q_{\text{макс.}} \pm 1,5 \%$

**Порог чувствительности:**

0,008 м<sup>3</sup>/ч для ВК-G6 с циклическим объёмом 2 л и 0,01 м<sup>3</sup>/ч для G10 с циклическим объёмом 6 л, G16 с циклическим объёмом 6 л, G25 с циклическим объёмом 12 л

**Рабочее давление:**

50 кПа

**Максимально допустимое давление внутри корпуса:**

50 кПа

**Потеря давления:**

менее 200 Па для ВК-G6; менее 300 Па для ВК-G10, ВК-G16, ВК-G25

**Диапазон температуры рабочей среды:**

от минус 25 С° до плюс 40 С°

**Диапазон температуры окружающей среды:**

от минус 40 С° до плюс 55 С°

**Возможность использования дистанционного датчика импульсов IN-Z61.**

**Межповерочный интервал:**

10 лет

**Сертификат об утверждении типа средства измерения:**

DE.C.29.004.A № 30261

**Государственный реестр:**

№ 36707

**Разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору:**

№ РРС 00-22647