

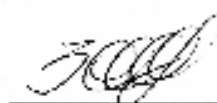
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
РАСХОДОМЕТРИИ (ГНМЦ ФГУП ВНИИР)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по научной работе  
ФГУП ВНИИР



М.С. Немиров

2007 г.



## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Расход и объем природного газа

Методика выполнения измерений объема природного газа комплексом  
СГ-ТК и диафрагменными счетчиками газа типа ВК с корректорами  
серии ТС

Казань, 2007

РАЗРАБОТАНА

ГНМЦ ФГУП ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ

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

УТВЕРЖДЕНА

ГНМЦ ФГУП ВНИИР

«27» августа 2007 г.

МВИ АТТЕСТОВАНА

ГНМЦ ФГУП ВНИИР

Свидетельство № 1473013-07

от «31» августа 2007г.

Регистрационный код  
МВИ по Федеральному  
реестру

ФР.1.29.2007.03880

Содержание	
1 Требования к погрешности измерений .....	1
2 Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их установке .....	1
3 Метод измерений.....	3
4 Требования безопасности, охраны окружающей среды .....	4
5 Требования к квалификации операторов.....	4
6 Условия измерений .....	4
7 Подготовка к выполнению измерений и их выполнение.....	5
8 Определение погрешности .....	5
9 Контроль погрешности результатов измерений .....	6
10 Проверка реализации МВИ.....	6
11 Оформление результатов проверки.....	6
Приложение А (справочное) Перечень нормативных документов, использо- ванных при разработке МВИ .....	7
Приложение Б (справочное) Свидетельство об аттестации МВИ .....	8

Настоящая инструкция устанавливает методику выполнения измерений (далее – МВИ) объема природного газа (далее – газ) комплексом для измерения количества газа СГ–ТК модификации СГ–ТК–Д (далее – комплекс) и диафрагменными счетчиками газа типа ВК с электронными корректорами по температуре ТС210 и ТС 215 (далее – комплект).

Комплекс (комплект) 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.

Комплекс СГ–ТК имеет два исполнения:

- исполнение СГ–ТК1 с корректором объема ТС210 имеет взрывобезопасное исполнение, соответствует требованиям ГОСТ Р51330.0 и ГОСТ Р51330.1 и имеет маркировку взрывозащиты «IExibIBT4»;
- исполнение СГ–ТК2 с корректором объема ТС215.

Инструкция определяет основные требования к средствам измерений (далее – СИ), методике и условиям выполнения измерений, а также оценке погрешности измерений.

Настоящая инструкция разработана и аттестована Государственным научным метрологическим центром ФГУП ВНИИР.

## 1 Требования к погрешности измерений

Значение относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, данной МВИ зависит от выбранных СИ, значений параметров потока газа, метода и условий измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям:

$\pm 1,7\%$  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  $Q_{\text{макс.}}$ .

## 2 Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их установке

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

2.1.1 Измерительный канал объема газа.

2.1.1.1 Счетчики газа диафрагменные ВК.

Диапазоны расходов.

Таблица 1

Типоразмер счетчика	Диапазон рабочих расходов, м <sup>3</sup> /ч
G1,6	0,016 – 2,5
G2,5	0,025–4,0
G4,0	0,04 – 6,0
G6,0	0,06 – 10
G10	0,1 –16

G16	0,16 – 25
G25	0,25 – 40
G40	0,4 – 65
G65	0,65 – 100
G100	1,0 – 160

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения объема:

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

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

Регистрационные номера счетчиков в Государственном реестре средств измерений 20272, 14080, 14081.

2.1.2 Измерительный канал температуры газа.

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

2.1.3 Вычислительное устройство.

Корректор объема газа ТС 210 или ТС 215 предназначен для вычисления объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в зависимости от измеренного объема газа при рабочих условиях, измеренной температуры газа и фиксированных значений давления и коэффициента сжимаемости.

Пределы допускаемой относительной погрешности корректора:

– при вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям  $\pm 0,2 \%$ ;

– при измерении температуры  $\pm 0,1 \%$ .

Регистрационные номера в Государственном реестре средств измерений: ТС210 – № 28946, ТС215 – № 32550.

2.1.4 Регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений комплекса СГ-ТК для измерения количества газа – 33874.

2.2 Типы вышеперечисленных СИ утверждены в соответствии с Правилами по метрологии ПР 50.2.009.

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

2.4 Давление газа и коэффициент сжимаемости принимают за условно-постоянные параметры и вводятся в корректор как фиксированные значения физических величин.

2.5 Требования к установке комплекса (комплекта).

2.5.1 Комплекс или счетчик монтируют на измерительный трубопровод в соответствии с требованиями технической документации.

2.5.2 Участок трубопровода перед счетчиком может быть снабжен фильтром для очистки газа от механических примесей.

2.5.3 Счетчик комплекса (комплекта) устанавливается в газопровод только в вертикальном положении.

2.5.4 Счетчик комплекса (комплекта) устанавливается на подводный и отводящий элементы газопровода и, начиная с типоразмера счетчика G10, должен быть дополнительно укреплен.

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

## 2.6 Измерение температуры газа

2.6.1 Термометр сопротивления помещают на корпус счетчика или в защитной гильзе, обеспечивая надежный тепловой контакт, например, теплопроводящей пастой, и размещенной в корпусе счетчика.

2.6.2 Допускается размещение термометра сопротивления в гильзе, установленной на участке трубопровода как до, так и после счетчика на расстоянии не более  $5D$  ( $D$  – внутренний диаметр трубопровода). Температурная гильза должна располагаться радиально относительно трубопровода.

2.6.3 При монтаже на измерительном трубопроводе чувствительный элемент термометра должен быть погружен в трубопровод на глубину от  $0,3D$  до  $0,7D$ .

## 2.7 Определение коэффициента сжимаемости газа

Корректор не предусматривает вычисления коэффициента сжимаемости газа. При расчете объема газа, приведенного к стандартным условиям, используется подстановочное значение коэффициента сжимаемости.

## 2.8 Определение давления.

Комплекс (комплект) не предусматривает 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.

# 3 Метод измерений

Принцип действия комплекса (комплекта) основан на одновременном измерении двух параметров потока газа (объема и температуры) при рабочих условиях. С помощью корректора, по полученным данным вычисляется объем, приведенный к стандартным условиям

$$V_c = \frac{T_c}{K \cdot P_c} \cdot \frac{P_p}{T_p} V_p, \text{ (м}^3\text{)}$$

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

$V_p, T_p, P_p$  – объем, температура и давление при рабочих условиях;

$K$  – коэффициент сжимаемости газа.

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 переменное перемещение диафрагм и через систему рычагов, и редуктор

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, принимаемых за условно–постоянные значения измеряемых величин, корректор вычисляет измеренный объем газа, приведенный к стандартным условиям.

#### **4 Требования безопасности, охраны окружающей среды**

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;
- Федеральным законом «Об охране окружающей среды № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

#### **5 Требования к квалификации операторов**

К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 3-го разряда, обученных работе с системой измерений, сдавших экзамен по технике безопасности и ознакомленных с руководством по эксплуатации системы измерений и настоящей МВИ. Оператор должен знать технологическую схему, назначение всех средств измерений и устройств системы измерений, запорной арматуры и уметь быстро и безошибочно выполнить необходимые переключения в аварийных ситуациях.

#### **6 Условия измерений**

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

Измеряемая среда	Природный газ
Диапазон изменений расхода в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	0,016 ÷ 160
Диапазон изменений температуры газа, °С	минус 30 ÷ плюс 60
Давление газа рабочее, кПа, не более	50
Температура окружающей среды, °С	минус 30 ÷ плюс 60

## 7 Подготовка к выполнению измерений и их выполнение

### 7.1 Перед проведением измерений проверяют:

- соответствие монтажа счетчика требованиям эксплуатационной документации. Эту проверку проводят один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции системы измерений;
- соответствие монтажа средств измерений требованиям эксплуатационной документации. Эту проверку проводят один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции системы измерений;
- установку, настраиваемых потребителем и поставщиком газа, параметров и 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 СГ–ТК.

7.2 Пуск комплекса осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации на счетчики газа:

- 1) провести опрессовку трубопровода до момента установки счетчика;
- 2) обеспечить плавный запуск, открывая задвижку перед счетчиком;
- 3) проверить работоспособность комплекса СГ–ТК (комплекта), контролируя изменение показаний текущих значений объема и температуры.

## 8 Определение погрешности

8.1 Определение относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

По метрологическим характеристикам применяемых средств измерений рассчитывают общую результирующую погрешность определения объема газа, приведенного к стандартным условиям.

8.1.1 Относительную погрешность вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют в соответствии с формулой

$$\delta_{Vc} = \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{кор}^2 + \delta_K^2 + \delta_p^2 + \delta_H^2}$$

где  $\delta_{сч}$  - относительная погрешность счетчика (определяют по паспортным данным);

$\delta_{кор}$  - относительная погрешность корректора при вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям,  $\pm 0,2\%$ ;

$\delta_K$  - относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, не более  $0,4\%$ ;

$\delta_p$  - относительная погрешность определения (измерения) фиксированного значения рабочего давления, вносимого в корректор как условно-постоянное значение (погрешность определения абсолютного давления в подающем трубопроводе), не более  $0,5\%$ ;

$\delta_H$  - погрешность, вызванная нестабильностью поддержания фиксированного (подстановочного) значения давления, не более  $0,5\%$ .



$$\delta_{Vc} = \sqrt{2.25 + 0.04 + 0.16 + 0.25 + 0.25} = 1,71\% \text{ (от } Q_{\text{мин.}} \text{ до } 0,1Q_{\text{ном.}})$$

$$\delta_{Vc} = \sqrt{9.0 + 0.04 + 0.16 + 0.25 + 0.25} = 3,1\% \text{ (от } 0,1Q_{\text{ном.}} \text{ до } Q_{\text{макс.}})$$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям:

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

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

## **9 Контроль погрешности результатов измерений**

9.1 Применяемые СИ подлежат поверке в соответствии положениями ПР 50.2.006 и нормативных документов по поверке.

9.2 СИ, применяемые для измерения и вычисления расхода и объема газа, должны иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма и эксплуатироваться в соответствии с требованиями технической документации.

9.3 Стабильность поддержания рабочего давления должна быть не хуже 0,5% от фиксированного значения давления.

9.4 Периодичность поверки СИ должна соответствовать межповерочным интервалам, установленным при утверждении типа СИ

## **10 Проверка реализации МВИ**

10.1 Проверку реализации МВИ проводят органы Государственной метрологической службы или метрологические службы юридических лиц, аккредитованные на право аттестации МВИ:

- перед пуском системы измерений в эксплуатацию;
- после реконструкции системы измерений.

10.2 При проведении проверки реализации МВИ устанавливают:

- наличие описаний и руководства по эксплуатации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям разделов 4 и 6;
- соответствие монтажа СИ требованиям монтажно-эксплуатационной документации и раздела 2.

## **11 Оформление результатов проверки**

11.1 Результаты измерений оформляют в соответствии с соглашениями, принятыми между сдающей и принимающей сторонами.

11.2 Оформление и движение акта приема-сдачи проводят в порядке, установленном соглашениями между сдающей и принимающей сторонами.

11.3 Вмешательства оператора в работу вычислителя должны регистрироваться в оперативном журнале.

## Приложение А

(справочное)

Перечень нормативных документов, использованных при разработке МВИ

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений.

ГОСТ 8.395-80 ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования.

ГОСТ 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.

ГОСТ 28724-90 Счетчики газа скоростные. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р50818-95 Счетчики газа объемные диафрагменные. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 15528-86 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкостей и газа. Термины и определения.

ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.

ПР 50.2.002-94 ГСИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм.

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений.

РМГ 29-99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.

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.

ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

**СВИДЕТЕЛЬСТВО № 1473013-07**

об аттестации МВИ

Методика выполнения измерений (МВИ) объема природного газа комплексом СГ–ТК и диафрагменными счетчиками газа типа ВК с корректорами серии ТС, разработанная ГНМЦ ФГУП ВНИИР и регламентированная в инструкции «ГСИ. Расход и объем природного газа. Методика выполнения измерений объема природного газа комплексом СГ–ТК и диафрагменными счетчиками газа типа ВК с корректорами серии ТС», аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

Аттестация осуществлена по результатам теоретических исследований.

В результате аттестации МВИ установлено, что МВИ соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает следующими основными метрологическими характеристиками:

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям:

$\pm 1,7\%$  в диапазоне расхода от  $Q_{\text{мин}}$  до  $Q_{\text{ном}}$ ;

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

– диапазон измерения расхода от  $0,016$  до  $160 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

– рабочее давление газа не более  $50 \text{ кПа}$ ;

– диапазон изменения температуры от минус  $30^\circ\text{C}$  до плюс  $60^\circ\text{C}$ .

Начальник отдела

Заместитель директора  
по научной работе

« 51 » 08

2007 г.



А.И. Горчев

М.С. Немиров