

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ» (ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС»)**



**УТВЕРЖДАЮ**  
Заместитель директора  
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин  
«20» июня 2012 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Объем природного газа.

Методика измерений  
при помощи корректоров объема газа SPi-Ex

**ФР.1.29.2012.** 12290

Москва  
2012

## Предисловие

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИМС»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Б.М. Беляев, А.М. Шаронов
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИМС» «20» июня 2012 г.
АТТЕСТОВАНА	ФГУП «ВНИИМС» «20» июня 2012 г. свидетельство об аттестации методики измерений № 208/19-12/01.00225-2011

## 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 выполнения измерений.....	4
7. Подготовка к выполнению измерений и их выполнение.....	4
8. Обработка результатов измерений.....	5
9. Определение погрешности .....	5
10. Контроль точности результатов измерений.....	6
11. Проверка реализации МВИ .....	6
Приложение А (рекомендуемое) Форма акта проверки .....	7
Приложение А (справочное) Расчет погрешности измерений объема газа при стандартных условиях .....	9

Настоящая инструкция устанавливает методику измерений (далее МВИ) объема природного газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, корректором объема газа SPi-Ex (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 45900-10) с применением в качестве первичного преобразователя объема газа диафрагменного счетчика газа с импульсным выходным сигналом на узлах учета газа в системах газоснабжения (газораспределения).

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

Настоящая инструкция разработана и аттестована Государственным научным метрологическим центром ФГУП «ВНИИМС» (ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС») в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

## 1 Требования к погрешности измерений

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений по данной МВИ, при измерении объема природного газа при стандартных условиях, составляют:

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

$\pm 1,8\%$  в диапазоне расхода от  $Q_{\text{макс}}$  до  $0,1Q_{\text{ном}}$ ,

где  $Q_{\text{макс}}$  – максимальный расход газа в рабочих условиях,  $\text{м}^3/\text{ч}$

$Q_{\text{ном}}$  – номинальный расход газа в рабочих условиях,  $\text{м}^3/\text{ч}$

$Q_{\text{мин}}$  – минимальный расход газа в рабочих условиях,  $\text{м}^3/\text{ч}$

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

2.1 Корректоры SPi-Ex состоят из электронного блока, термометра сопротивления, датчика давления и блока запорного механизма (клапана)

2.1.1 Монтаж корректоров SPi-Ex проводят в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации SPI.00.00.000РЭ.

2.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности при приведении объема газа к стандартным условиям составляют  $\pm 0,5\%$ .

2.1.3 Абсолютное давление газа определяют одним из следующих способов:

- непосредственным измерением;

- по сумме избыточного  $p_u$  и атмосферного  $p_b$  давления газа

$$p = p_u + p_b \quad (1)$$

2.1.4 Абсолютное давление измеряют встроенным датчиком давления с верхним пределом измерений не более 0,2 МПа.

2.1.5 Избыточное давление измеряют встроенным датчиком давления с верхним пределом измерений не более 6 кПа.

2.1.6 Атмосферное давление измеряют датчиком барометрического давления либо барометром любого принципа действия с диапазоном измерений от 80 кПа до 106 кПа в месте расположения корректора. Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении атмосферного давления должны быть не более  $\pm 0,5\%$ . Значение атмосферного давления может быть принято за условно-постоянный параметр.

2.1.7 Температуру газа измеряют встроенным датчиком температуры. Диапазон измерения температуры газа от минус 20 до плюс 60 °С

2.1.8 Термодинамическую температуру газа  $T$ , °К, определяют по формуле

$$T = 273,15 + t, \quad (2)$$

где  $t$  – измеренная температура, °С



2.1.9 Электронный блок представляет собой устройство, помещенное в корпус из пластика с жидкокристаллическим индикатором, кнопочным полем, встроенным модемом и искробезопасным блоком автономного питания и выполняет следующие функции:

- питание корректора;
- считывание и вычисление значений объема газа в рабочих условиях с совместимого счётчика газа;
- приведение полученных значений объема газа к стандартным условиям по измеренным и предустановленным значениям параметров газа;
- вычисление и выведение на ЖКИ параметров функционирования;
- накопление архивных данных за время работы;
- ведение журнала событий;
- передачу информации встроенным модемом по каналу GSM в диспетчерский пункт или через технологический интерфейс USB на персональный компьютер, оснащенный специальным программным обеспечением;
- взаимодействие со смарт-картой, содержащей данные по потребителю (доступный к использованию объём газа, серийный номер корректора, суточные архивы и другую служебную информацию);
- посылку сигналов приводу клапана для открытия/закрытия дискового затвора.

2.1.10 Клапан представляет собой устройство, состоящее из стальной запорной арматуры с дисковым затвором, а также привода затвора, управляемого от электронного блока. Устройство закрыто корпусом из пластика, внутри которого так же расположен отсек для установки искробезопасного автономного блока питания модема.

Клапан обеспечивает:

- функционирование термометра сопротивления и датчика давления через технологические отверстия;
- движение дискового затвора для подачи/перекрытия газа в трубопроводе;
- питание модема.

Запорная арматура с дисковым затвором при помощи комплекта монтажных частей устанавливается на газопровод и подключается к счётчику газа.

2.2 В качестве первичного преобразователя объема газа применяются диафрагменные счётчики газа с импульсным выходным сигналом типоразмеров G1,6-G100.

Принцип работы счётчика основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм) при поступлении газа в корпус счётчика.

Под действием избыточного давления газ через входной штуцер газ заполняет пространство под верхней крышкой счётчика и через распределительный механизм и систему каналов поступает в измерительную камеру.

На разделительной мембране возникает перепад давления, под действием которого центр мембраны перемещается. Одна из полостей, разделённых мембраной, заполняется газом, при этом из другой полости газ вытесняется через распределительный механизм в выходной штуцер.

Перемещение мембраны через систему рычагов и кривошипно-шатунный механизм преобразуется во вращательное движение распределительного механизма (золотника) и отсчетного устройства, фиксирующего количество вытесненных измерительных объемов. Счетчик должен быть укомплектован низкочастотным датчиком, обеспечивающим дистанционную передачу сигналов пропорционально измеренному объему на корректор.

2.2.1 Диапазоны измерений счетчиков в зависимости от типоразмеры приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ пп	Типоразмер счетчика	Диапазоны расходов в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч
1	G1,6	от 0,016 до 2,5
2	G2,5	от 0,025 до 4,0
3	G4	от 0,04 до 6,0
4	G6	от 0,06 до 10
5	G10	от 0,1 до 16
6	G16	от 0,16 до 25
7	G25	от 0,25 до 40
8	G40	от 0,4 до 65
9	G65	от 0,65 до 100
10	G100	от 1 до 160

2.2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объема газа:

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

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

2.2.3 Монтаж счетчиков проводят в соответствии с требованиями технической документации на них.

2.2.4 Требуемая степень фильтрации газа перед счетчиком должна быть не хуже 100 мкм.

2.2.5 Счетчик устанавливается на газопровод только в вертикальном положении.

2.2.6 Начиная с типоразмера счетчика G10 подводящий и отводящий элементы газопровода должны быть дополнительно укреплены.

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

2.2.8 Диафрагменные счетчики не требуют соблюдения прямых участков газопровода до и после счетчика для его нормального функционирования. Счетчик может быть установлен в непосредственной близости от фильтра, запорного устройства или регулятора давления.

2.2.9 Установку уплотнительных прокладок следует производить таким образом, чтобы они не выступали за внутренний диаметр трубопровода и обеспечивали герметичность подсоединения счетчика.

2.3 Типы вышеперечисленных СИ утверждены в соответствии с Правилами по метрологии ПР 50.2.104-10.

2.4 Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства или отметки о поверке.

### 3 Метод измерений

Работа корректора SPi-Ex основана на преобразовании сигналов со счётчика газа в значение объёма газа при рабочих условиях, измерении давления и температуры газа встроенными датчиками и вычислении объёма газа при стандартных условиях с учетом условно-постоянных параметров свойств газа: плотности газа при стандартных условиях, содержания примесей N<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>. Определение коэффициента сжимаемости газа производится по методам GERG-91 мод. или NX19 мод. по ГОСТ 30319.2. Давление газа и коэффициент сжимаемости могут быть приняты за условно-постоянные параметры и вводиться в корректор как фиксированные значения физических величин.

Измерение объёма газа в рабочих условиях осуществляется счетчиком газа диафрагменным.



Объем газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляется по формуле:

$$V_{II} = V_p \frac{T_c}{k \times P_c} \times \frac{P_p}{T_p}, \quad (3)$$

где:

$P_c$  – давление при стандартных условиях (760 мм рт.ст.);

$T_c$  – температура при стандартных условиях (20 °С);

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

$k$  – значение коэффициента сжимаемости газа.

#### 4 Требования безопасности, охраны окружающей среды

Монтаж средств измерений и выполнение измерений проводится в соответствии с требованиями следующих документов:

- 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 расходомерами и другими применяемыми средствами измерений, сдавших экзамен по технике безопасности и ознакомленных с руководством по эксплуатации и настоящей МВИ. Оператор должен знать технологическую схему, назначение всех средств измерений и устройств системы измерений, запорной арматуры и уметь быстро и без ошибочно выполнить необходимые переключения в аварийных ситуациях.

#### 6 Условия выполнения измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

Измеряемая среда	Газ природный
Диапазон изменений расхода в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч	0,016-160
Диапазон изменений температуры газа, °С	от минус 20 до 60
Давление газа рабочее, кПа, не более	5
Температура окружающей среды, °С	от минус 10 до 50.

#### 7 Подготовка к выполнению измерений и их выполнение

7.1. Перед проведением измерений должна быть проведена проверка соответствия характеристик применяемых средств измерений условиям эксплуатации.

7.2. Перед проведением измерений проверяют:

- наличие паспортов применяемых средств измерений и технического описания или инструкции по эксплуатации;
- соответствие монтажа счетчика требованиям эксплуатационной документации;
- соответствие монтажа корректора эксплуатационной документации;

- техническое состояние трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, отсутствие утечек и механических повреждений;
- целостность пломб и клейм счетчика и корректора;
- правильность используемых электронным блоком констант и правильность введения физических свойств измеряемого газа;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 6 настоящего документа. Эту проверку проводят не реже одного раза в месяц.

7.3. После проведенной проверки все средства измерений приводят в рабочее состояние, измерительный трубопровод подключают к источнику измеряемого газа, проверяют герметичность соединений всех узлов, а затем проводят измерения параметров, расхода и объема газа, и обработку результатов измерений автоматически с помощью электронного блока.

## 8 Обработка результатов измерений

8.1. Результат измерений объема газа за отчетный период должен быть представлен в соответствии с ГОСТ 8.009 в следующем виде:

$$V, \delta_{ик}$$

где  $V$  – объем газа,  $\text{м}^3$ ;

$\delta_{ик}$  – относительная погрешность измерений объема газа при доверительной вероятности 0,95.

8.2. Обработку результатов измерений проводят при помощи электронного блока. При автоматической регистрации показаний датчиков давления, температуры и низкочастотных импульсных сигналов со счетчика газа и с учетом условно-постоянных параметров газа и веса импульса, введенных в электронный блок, вычисляется объем газа при стандартных условиях.

## 9 Определение погрешности

Относительную погрешность измерений объема газа приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{кор}^2 + \delta_p^2 + \delta_k^2 + \delta_n^2}, \quad (4)$$

где  $\delta_{сч}$  – относительная погрешность измерений объема газа счетчиком (определяется по паспортным данным на применяемый счетчик);

$\delta_{кор}$  – относительная погрешность вычислений объема газа приведенного к стандартным условиям корректором с учетом погрешностей каналов измерения давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости,  $\pm 0,5\%$ ;

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

$\delta_n$  – относительная погрешность, вызванная нестабильностью поддержания фиксированного (подстановочного) значения абсолютного давления, не более  $0,5\%$ ;

$\delta_k$  – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, при использовании его в качестве условно-постоянного параметра, не более  $0,4\%$ .

Значения  $\delta_p$ ,  $\delta_k$ ,  $\delta_n$  не используются при расчете относительной погрешности измерений объема газа приведенного к стандартным условиям если в корректоре использу-



ется встроенный датчик давления и коэффициент сжимаемости рассчитывается автоматически корректором.

## **10 Контроль точности результатов измерений**

9.1. В процессе эксплуатации счетчик и корректор подлежат поверке в соответствии ПР 50.2.006-94.

9.2. Периодичность поверки должна соответствовать интервалам между поверками, установленным при утверждении типа СИ.

9.3. Счетчик и корректор должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями технической документации.

## **11 Проверка реализации МВИ**

10.1. Проверку реализации МВИ проводят юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные на право аттестации МВИ, при участии представителей поставщика и потребителя газа:

- при вводе в эксплуатацию узла учета;
- после реконструкции узла учета (в том числе, после замены хотя бы одного из средств измерений, входящих в комплект).

10.2. При проведении проверки реализации МВИ устанавливают:

- наличие описаний и руководства по эксплуатации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 6;
- соответствие монтажа СИ требованиям эксплуатационной документации и раздела 2.
- диапазоны измерений объема природного газа при стандартных условиях;
- пределы относительной погрешности (при использовании датчиков давления и температуры не указанных в разделе 2)

10.3. По результатам проверки реализации МВИ составляют акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований настоящей МВИ. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении А.

Форма акта проверки состояния и применения средств измерений  
и соблюдения требований ФР. \_\_\_\_\_

наименование организации, проводящей проверку

**АКТ**

проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований  
ФР. \_\_\_\_\_

от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

На узел учета объема природного газа

наименование проверяемого объекта

Адрес:

Основание: ввод в эксплуатацию/реконструкция

1 Перечень средств измерений:

- Счетчик газа диафрагменный \_\_\_\_\_, заводской № \_\_\_\_\_

- Корректор объема газа SPI-Ex, заводской № \_\_\_\_\_

2 Наличие и комплектность технической документации на средства измерений и  
вспомогательное оборудование: \_\_\_\_\_

при отсутствии указать средства измерений и вспомогательное оборудование, на которые отсутствует документация

3 Состояние и условия эксплуатации средств измерений:

соответствие/ несоответствие требованиям технической документации,

температура окружающего воздуха

атмосферное давление

расход газа при рабочих условиях

расход газа при стандартных условиях

температура газа

абсолютное давление газа

плотность газа при стандартных условиях

указываются диапазоны изменения параметров окружающей и измеряемой среды

4 Соответствие характеристик средств измерений установленным техническим требова-  
ниям и требованиям ФР. \_\_\_\_\_: (не)соответствуют в полном объеме,

(не) поверены в установленном порядке

- Счетчик газа диафрагменный \_\_\_\_\_, заводской № \_\_\_\_\_

- Корректор объема газа SPI-Ex, заводской № \_\_\_\_\_

перечислить средства измерений и указать: поверен / не поверен

5 Пределы относительной погрешности измерений объема газа:

6 Результаты проверки соблюдения требований ФР. \_\_\_\_\_:

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие	
		Да	Нет
6.1 Правильность монтажа средств измерений, вспомогательного оборудования, измерительного трубопровода	ФР. _____, техническая документация		
6.2 Правильность применения настроечных параметров корректора и ввода условно-постоянных параметров.	ФР. _____, техническая документация		
6.3 Соответствие установленных требований норме погрешности измерений	Норма погрешности измерений или договор на поставку		
6.4 Перечень нарушений и сроки их устранения:			

7 Выводы: Узел учета газа (не)соответствует требованиям нормативной и технической документации, признан (не)пригодным для измерений объема газа и (не)допущен к применению при проведении взаиморасчетов за поставленный газ.

\_\_\_\_\_  
личная подпись

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Представители:

Поставщик

\_\_\_\_\_  
личная подпись

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Потребитель

\_\_\_\_\_  
личная подпись

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия



**Расчет пределов погрешности измерений объема природного газа  
при стандартных условиях**

Б.1. Расчет пределов относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях:

в диапазоне расходов от  $Q_{\text{мин}}$  до  $0,1Q_{\text{ном}}$

$$\delta_{V_c} = \sqrt{3^2 + 0,5^2 + 0,5^2 + 0,4^2 + 0,5^2} = 3,148$$

в диапазоне расходов от  $Q_{\text{макс}}$  до  $0,1Q_{\text{ном}}$ ,

$$\delta_{V_c} = \sqrt{1,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2 + 0,4^2 + 0,5^2} = 1,778$$