

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии  
(ВНИИР)  
Госстандарта России



УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора  
ГНМЦ ВНИИР  
М.С.Немиров  
2003 г.

**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений.

Расход и количество газа.  
Методика выполнения измерений  
расходами газа вихревыми

ФР.1.29.2003.00885

г. Казань  
2003 г.

РАЗРАБОТАНА  
Государственным научным  
метрологическим центром  
ВНИИР

Научно-производственным  
предприятием «Ирвис»

Научно-метрологическим  
центром «КАИ»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Кратиров Д.В.

Куликов В.Д.

Михеев Н.И.

Молочников В.М.

Огарков А.А.

УТВЕРЖДЕНА ГНМЦ-ВНИИР

"\_\_" \_\_\_\_\_ 200\_ г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ВНИИМС

"\_\_" \_\_\_\_\_ 200\_ г.

Настоящая рекомендация не может быть издана, тиражирована и (или) распространена без разрешения НПП  
"Ирвис".

## РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства средств измерений  Расход и количество газа. Методика выполнения измерений расходомерами газа вихревыми	ФР.1.29.2003.00885
--	--------------------

Введена в действие с \_\_\_\_\_ 200\_ г.

Рекомендация разработана с учетом требований ГОСТ Р 8.563-96, МИ 2525-99 и «Правилами учета газа» (зарегистрированы в Минюсте России 15 ноября 1996 г. под №1198).

## 1. Назначение и область применения

1.1. Настоящая рекомендация распространяется на расход и количество (объем) газа и устанавливает методику выполнения их измерений с помощью преобразователей расхода, расходомеров и счетчиков газа вихревого типа модельного ряда Научно-производственного предприятия «Ирвис» с диаметром условного прохода от 27 до 300 мм (далее – вихревых преобразователей расхода).

1.2. Настоящая методика распространяется на измерения расхода и количества квазистационарных потоков однофазных газов, у которых температура образования росы по воде не превышает температуру газа (для природного газа не выше чем по ГОСТ 5542, для нефтяного газа по ГОСТ Р 8.615), при давлении не более 7,5 МПа, с вязкостью от  $6 \times 10^{-6}$  до  $35 \times 10^{-6}$  Па·с.

## 2. Нормативные ссылки

1. ГОСТ Р 8.563-96. Методики выполнения измерений.
2. МИ 2525-99. Рекомендации по метрологии ГНМЦ России. Порядок разработки.
3. Правила учета газа (зарегистрированы в Минюсте России 15 ноября 1996 г. под №1198).
4. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
5. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения
6. ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.
7. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
8. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.

9. ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объема
10. ГОСТ 17310-86. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.
11. ГОСТ 18917-82. Газ горючий природный. Метод отбора проб.
12. МИ 1538-86 "ГСИ Расход газа массовый. Методика выполнения измерений критическими расходомерами".
13. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа "Воббе".
14. МИ 1317-86. ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.
15. ГОСТ Р 8.615-2005. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

### 3. Условные обозначения

#### 3.1. Условные обозначения и сокращения

Условное обозначение	Наименование	Размерность: М-масса L-длина Т-время $\theta$ -температура	Единица физической величины
$U$	Скорость потока газа	L/T	м/с
$d_{BC}$	Характерный размер ближнего вихревого следа тела обтекания	L	м
$Sh$	Число Струхала (безразмерная частота вихреобразования).	Безразмерная величина	—
$f$	Частота вихреобразования	1/T	Гц
$Re_f$	Модифицированное число Рейнольдса	Безразмерная величина	—
$\rho$	Плотность газа при рабочих условиях	M / L <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>
$\eta$	Динамическая вязкость газа	L <sup>2</sup> /T	м <sup>2</sup> /с
$\nu$	Кинематическая вязкость газа	ML <sup>-1</sup> T <sup>-1</sup>	Па с
$M$	Число Маха	Безразмерная величина	—
$a$	Скорость звука в газе	L/T	м/с
$n$	Показатель адиабаты	Безразмерная величина	—
$R$	Газовая постоянная	L <sup>2</sup> M <sup>-1</sup> $\theta$ <sup>-1</sup>	м <sup>2</sup> /с <sup>2</sup> К
$T$	Термодинамическая температура газа	$\theta$	К
$V_c$	Объем газа, приведенный к стандартным условиям	L <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>
$E_э$	Энергосодержание,	ML <sup>2</sup> T <sup>-2</sup>	Дж
$Q_c$	Расход газа, приведенный к стандартным условиям	L <sup>3</sup> T <sup>-1</sup>	м <sup>3</sup> /с
$t$	Время	T	с
$\tau$	Момент отсчета времени	T	с
$H_c$	Удельная объемная теплота сгорания газа	ML <sup>-1</sup> T <sup>-2</sup>	Дж/м <sup>3</sup>
$K_{np}$	Коэффициент преобразования вихревого преобразователя расхода	L <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>
$K_\tau$	Поправочный коэффициент на изменение размеров элементов конструкции вихревого преобразователя расхода, вызванных	Безразмерная величина	—

	отклонением температуры от 20°C.		
$K_\varepsilon$	Поправочный коэффициент на влияние расширения газа за телом обтекания.	Безразмерная величина	—
$P$	Давление газа	$ML^{-1}T^{-2}$	Па
$K$	Коэффициент сжимаемости газа	Безразмерная величина	—
$K_{Q\eta}$	Поправочный коэффициент, учитывающий вязкость газа	Безразмерная величина	—
$F_{св20}$	Площадь поперечного сечения проточного тракта вихревого преобразователя расхода «в свету» при температуре 20°C	$L^2$	$m^2$
$d_{20}$	Характерный размер тела обтекания при 20°C	L	м
$D_{20}$	Диаметр условного прохода проточного тракта вихревого преобразователя расхода при 20°C	L	м
$\pi$	Число «Пи»	Безразмерная величина	—
$\alpha_t$	Эффективный коэффициента линейного расширения материалов вихревого преобразователя расхода	$\theta^{-1}$	1/град
$C_\varepsilon$	Условно-постоянная величина, учитывающая влияние свойств газа и конструктивных особенностей на расширение газа за телом обтекания.	$T^2\theta$	$c^2K$
$\xi$	Коэффициент приведения давления от сечения измерения к расчетному сечению.	Безразмерная величина	—
$\mu_F$	Коэффициент сужения потока за телом обтекания.	Безразмерная величина	—
$\delta$	Погрешность измерения	%	
$\Delta$	Абсолютная погрешность измерения или разность двух значений параметра	Единица измерения параметра	
y	Любой контролируемый параметр	Единица измерения параметра	

### 3.2. Индексы обозначений параметров.

#### 3.2.1. Нижние индексы обозначают:

вс – вихревого следа;

рс – расчетное сечение;

с – стандартные условия;

20 – параметр при температуре 20°C;

о – указывает, что погрешность основная;

в, н – верхнее и нижнее значение параметра.

#### 3.2.2. Верхние индексы обозначают:

авт – значение параметра в области автоторможения;

\* – значение параметра при температуре торможения.

## 4. Метод измерений

### 4.1. Принцип измерений.

4.1.1. Принцип действия вихревых преобразователей расхода газа основан на эффекте формирования в потоке вязкого газа цепочки регулярных вихрей (дорожки Кармана) в следе за неподвижным телом обтекания.

4.1.2. Преобразователь вихревого типа представляет собой отрезок трубопровода, с установленным в его диаметральной плоскости неподвижным телом обтекания специальной формы, ось которого перпендикулярна оси трубопровода. При обтекании тела потоком вязкого газа в следе за ним формируются вихревые структуры, которые регулярно

срываются с противоположных сторон обтекаемого тела. Чувствительный элемент преобразует энергию регулярных вихрей в выходной электрический сигнал. Частота вихреобразования в широком диапазоне скоростей пропорциональна объемному расходу газа, а количество импульсов – объему газа, прошедшему через преобразователь.

4.1.3. Структура течения и закономерности формирования регулярных вихрей в широком диапазоне параметров и составов газа однозначно определяется тремя числами гидродинамического подобия (рис1).

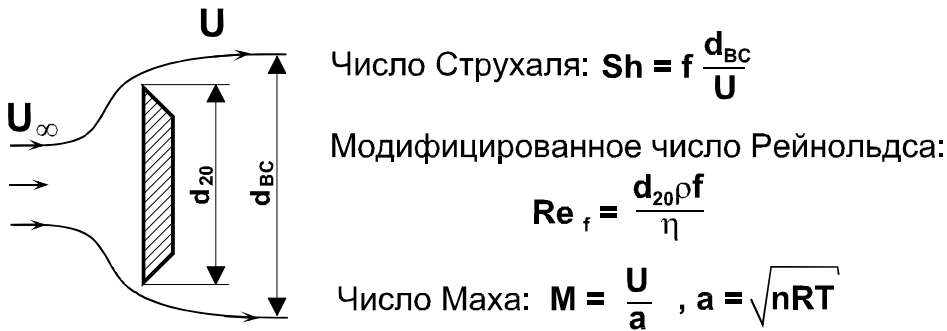


Рис.1 Подобие процессов вихреобразования в следе за обтекаемым телом.

4.1.4. Число Струхала представляет собой безразмерную частоту вихреобразования, нормированную по скорости внешнего потока  $U$  и характерному размеру «в свету» ближнего вихревого следа  $d_B$ :

$$Sh = f \frac{d_{BC}}{U}$$

4.1.5. Число Рейнольдса характеризует соотношение инерционных и вязких сил. Выражая скорость внешнего потока пропорциональным ей произведением характерного размера тела обтекания в свету на частоту вихреобразования, используется модифицированное число Рейнольдса, которое определяется по характерному размеру и скорости на внешней границе ближнего вихревого следа:

$$Re_f = \frac{d_{20}^2 \rho_{pc}^* f}{\eta}$$

4.1.6. Число Маха определяет отношение скорости внешнего потока к местной скорости звука:

$$M = \frac{U}{a}; \quad a = \sqrt{nRT}$$

4.1.7. Расположение обтекаемого тела в ограниченном потоке вязкого газа приводит к разделению набегающего потока и его ускорению в двух каналах, образованных обтекаемым телом и стенками трубопровода. Экспериментально измеренное поле статического давления за обтекаемым телом позволяет установить положение внешней

границы вихревого следа в широком диапазоне скоростей набегающего потока (рис.2), которое остается автомодельным в рабочем диапазоне чисел  $Re_f$ .

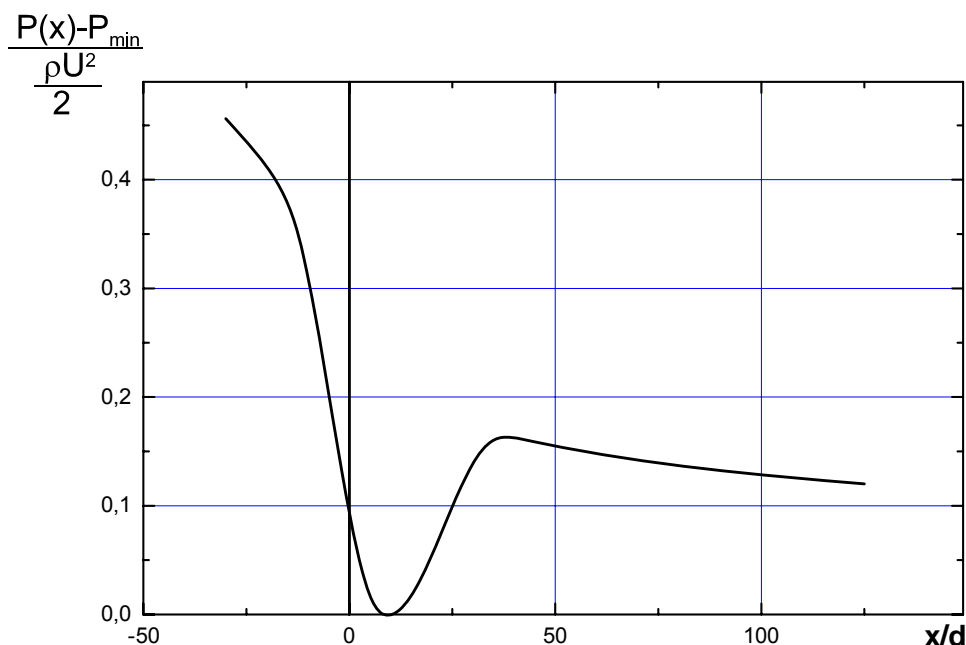


Рис.2. Методика определения  $\mu_F$  и  $\zeta$

4.1.8. Строго говоря, объемный расход газа при рабочих условиях в различных сечениях измерительного тракта не остается постоянным. Поэтому на измеряемые параметры газа на основании предварительно полученных экспериментальных данных вводят поправки, позволяющие расход в любом сечении измерительного тракта привести к единому, заранее выбранному сечению приведения. Наиболее простыми расчетные соотношения получаются для сечения, в котором размер отрывной зоны за обтекаемым телом имеет наибольший размер, статическое давление принимает минимальное значение, а скорость потока соответственно максимальна.

4.1.9. Связь между частотой вихреобразования и значением объемного расхода газа устанавливается функциональной зависимостью числа Струхалия от числа Рейнольдса. Типичный характер этой зависимости изображен на рис. 3.

При низких значениях числа  $Re_f = 2 \times 10^3 \dots Re_f^{aum}$  безразмерная частота монотонно убывает, принимая постоянное значение при  $Re_f \geq Re_f^{aum}$ .

Форма зависимости и значение  $Re_f^{aum}$  определяется конструктивными особенностями расходомера и устанавливается при испытаниях на утверждение типа.

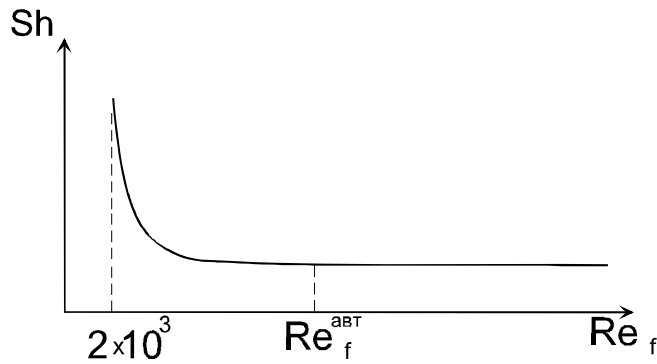


Рис.3. Типовой характер функциональной зависимости  $Sh(Re)$

4.1.10. В расчетных соотношениях определения расхода газа по измеренной частоте вихреобразования используются данные градуировки, полученной сличением с эталонным расходомером. Учет влияния вязкости газа в градуировочной зависимости осуществляется путем использования числа Рейнольдса.

4.1.11. Вследствие теплового расширения конструктивных элементов вихревого преобразователя расхода изменяется «площадь в свету» и поперечный размер ближнего вихревого следа за телом обтекания. Компенсация такого воздействия в расчетных соотношениях осуществляется введением поправочного коэффициента, учитывающего тепловое расширение конструкции вихревого преобразователя расхода.

4.1.12. Ускорение основного потока в каналах, образованных телом обтекания и стенками трубы приводит к изменению объемного расхода газа (за счет изменения плотности среды), зависящему свою очередь от состава газа и числа Маха. Влияние этого фактора учитывается поправочным коэффициентом влияния расширения газа за телом обтекания.

## 4.2. Расчетные соотношения.

4.2.1. Измеренное количество газа выражают одной из следующих величин:

$V_c$  - объем газа, приведенный к стандартным условиям, норм. м<sup>3</sup>;

$E_э$  - энергосодержание, МДж.

4.2.2. При непрерывном процессе измерений абсолютного давления, температуры и расхода при рабочих условиях газа уравнение для определения объема газа при стандартных условиях принимает вид:

$$V_c = \int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_c dt,$$

4.2.3. При непрерывном процессе измерений абсолютного давления, температуры и расхода при рабочих условиях газа уравнение для определения энергосодержания принимает вид:

$$E_э = \int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_c H_c dt,$$

4.2.4. Уравнение расхода среды.

4.2.4.1. Метод измерения расхода газа при стандартных условиях является косвенным методом измерения и основан на уравнении:



$$Q_c = K_{np} K_T K_\varepsilon f \frac{P T_c}{P_c T K},$$

4.2.4.2. Коэффициент преобразования  $K_{np}$  учитывает индивидуальные особенности расходомера и основан на выражении:

$$K_{np} = K_{Q\eta} F_{св20} d_{20}$$

4.2.4.2.1. Поправочный коэффициент, учитывающий вязкость газа,  $K_{Q\eta}$  получают по результатам индивидуальной градуировки на расходоизмерительных установках и выражают в виде зависимости от модифицированного числа Рейнольдса.

4.2.4.2.2. Значение характерного размера обтекаемого тела при температуре 20°C  $d_{20}$  измеряется при выпуске из производства.

4.2.4.2.2. Значение  $F_{св20}$  площади поперечного сечения проточного тракта расходомера «в свету» при температуре 20°C рассчитывают по формуле:

$$F_{св20} = \frac{\pi D_{20}^2}{4} \cdot \left(1 - \frac{180}{\pi} \arcsin \frac{d_{20}}{D_{20}}\right) - \frac{d_{20} \cdot D_{20}}{2} \cdot \cos \frac{d_{20}}{D_{20}}$$

и определяют при выпуске из производства.

4.2.4.4. Поправочный коэффициент на изменение размеров элементов конструкции вихревого преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C  $K_T$  рассчитывают по формуле:

$$K_T = 1 + \alpha_t (t - 20),$$

здесь  $t$  – температура газа, °C.

Значение эффективного коэффициента линейного расширения материалов вихревого преобразователя  $\alpha_t$  рассчитывают по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{\Delta t} \left( \frac{F_{св20+\Delta t} d_{20+\Delta t}}{F_{св20} d_{20}} - 1 \right),$$

где:  $\Delta t$  - отличие температуры газа от 20°C;

4.2.4.5. Поправочный коэффициент на влияние расширения газа за телом обтекания  $K_\varepsilon$  учитывает расширение газа за телом обтекания и определяется выражением:

$$K_\varepsilon = 1 + C_\varepsilon \frac{f^2}{T},$$

4.2.4.5.1. Условно-постоянная величина, учитывающая влияние свойств газа и конструктивных особенностей на расширение газа за телом обтекания,  $C_\varepsilon$  определяется выражением:

$$C_\varepsilon = \frac{(n-1-n\xi)}{2nR} \left( \frac{K_{Q\eta}^{asm} d_{20}}{\mu_F} \right)^2,$$

4.2.4.5.3. Коэффициент приведения давления от сечения измерения к расчетному сечению  $\xi$  характеризует отличие статического давления в измерительном сечении от статического давления в расчетном сечении. Коэффициент определяется по формуле:

$$\xi = \frac{P - P_{\min}}{2P_{\min}M^2},$$

здесь:  $P$  – статическое давление в измерительном сечении;

$P_{\min}$  - минимальное статическое давление в ближнем следе тела обтекания.

4.2.4.5.4. Для определения  $P_{\min}$  на этапе испытаний для утверждения типа экспериментально измеряется распределение статического давления в следе за обтекаемым телом.

4.2.4.5.5. Число Маха  $M$  в сечении, соответствующем  $P_{\min}$  определяется по формуле:

$$M = \frac{K_{Q\eta} d_{20} K_{Tf}}{\mu_F \sqrt{nRT}}$$

4.2.4.5.6. Коэффициент сужения потока за обтекаемым телом  $\mu_F$  определяется выражением:

$$\mu_F = \frac{F_{\min}}{F_{c\delta 20}}$$

где:  $F_{\min}$  - эффективная площадь сечения основного потока за обтекаемым телом, определяемая в сечении с минимальным статическим давлением при допущении об отсутствии потерь полного давления и несжимаемости среды между этими сечениями.

4.2.4.6. Коэффициент сжимаемости газа  $K$ , выражающий числовое значение отклонения плотностей реального газа от идеального, получают расчетным путем по измеренным параметрам состояния газа. Для природного газа и продуктов его переработки коэффициент сжимаемости определяется в соответствии с ГОСТ 30319.2, для попутного нефтяного газа – в соответствии с ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы.

4.2.5. Удельная объемная теплота сгорания.

4.2.5.1. Удельную объемную теплоту сгорания для природного газа определяют по ГОСТ 22667 или ГОСТ 30319.1.

## 5. Условия выполнения измерений

5.1. Измерения выполняют при следующих условиях.

- климатические условия эксплуатации применяемых средств измерений должны соответствовать требованиям, установленным в технической документации на них;
- диапазоны изменений параметров, измеряемых применяемыми средствами измерений, должны находиться в диапазонах применения этих средств с нормированными метрологическими характеристиками;
- параметры энергопитания средств измерений должны находиться в пределах, нормированных в их технической документации;
- все средства измерений должны иметь свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм;
- все средства измерений и вспомогательные устройства должны применяться в соответствии с требованиями действующих для них нормативных и руководящих документов по технической эксплуатации и безопасности;
- работы по монтажу, демонтажу и восстановительном ремонте выполняют при отключенном питании и отсутствии давления рабочего газа в технологическом трубопроводе;
- к выполнению измерений допускают лиц, изучивших соответствующие инструкции по технике безопасности.

## 6. Средства измерений и требования к их установке

6.1. Общие положения.

6.1.1. Измеренное количество газа определяют с помощью информационно-измерительных комплексов (далее – ИВК). ИВК – совокупность средств измерений и вспомогательных устройств, объединенных в единую функциональную систему, обеспечивающую измерение количества (расхода) газа в рабочих условиях, определение параметров газа, приведение измеренного количества к стандартным условиям.

6.1.2. В общем случае в состав ИВК входят:

- вихревой преобразователь расхода газа;
- прямые участки трубопровода, расположенные до и после вихревого преобразователя расхода, а также струевыпрямитель или турбулизатор потока;
- средства измерения параметров газа – давления и температуры;
- средства автоматической обработки и регистрации информации для вычисления расхода и количества газа в соответствии с ГОСТ 2939.

6.2. Установка вихревого преобразователя расхода.

6.2.1. Вихревой преобразователь расхода газа устанавливается в трубопровод между двумя прямыми участками трубопроводов. Длины прямых участков после различных видов гидравлических сопротивлений, а также средний диаметр применяемых труб должны соответствовать требованиям его технической документации.

В случае отсутствия этих требований в технической документации на преобразователь, погрешность, вызываемая влиянием местных сопротивлений, трубами с параметрами, выходящими за пределы нормированных значений, определяется при поверке вихревого преобразователя расхода совместно с той конфигурацией сопротивлений и труб, в которой он будет находиться в эксплуатации.

6.2.2. Для изготовления прямых участков следует применять трубы цилиндрического сечения. Сварные трубы допускается применять в случае, если сварной шов не является спиральным.

6.2.3. Конструктивно при монтаже должна быть обеспечена соосность проходного отверстия труб и вихревого преобразователя расхода в соответствии с требованиями его технической документации. В случае отсутствия таких требований несоосность не должна превышать 0,2% от номинального диаметра условного прохода.

6.2.4. Уплотнительные прокладки должны обеспечивать герметичность и не выступать внутрь трубопровода.

6.2.5. Длины прямых участков могут быть значительно сокращены в случае применения струевыпрямителей и турбулизаторов. Конструкции струевыпрямителей и турбулизаторов, а также условия их применения должны быть экспериментально определены и приведены в технической документации.

6.2.6. При применении фильтра, его конструкция должна обеспечить степень очистки и фильтрации газа, необходимую для нормальной работы вихревого преобразователя.

6.3. Измерение давления.

6.3.1. Абсолютное давление рабочего газа измеряют одним из следующих способов:

- непосредственным измерением;
- суммированием избыточного  $p_u$  и барометрического  $p_\sigma$  давлений:

$$p = p_u + p_\sigma,$$

6.3.1.1. Давление следует измерять с помощью преобразователей давления любого типа, внесенных в Госреестр СИ РФ.

6.3.2. Отверстия для отбора давления.

6.3.2.1. Отверстие для отбора давления должно быть расположено радиально трубопроводу. При горизонтальном расположении трубопровода это отверстие должно быть расположено в верхней точке сечения трубопровода, перпендикулярно к его оси с отклонением от вертикали не более  $\pm 45^\circ$ .

6.3.2.2. По всей длине отверстие для отбора давления должно иметь круглое сечение. Кромки отверстий не должны иметь заусенцев и неровностей на внутренней стороне трубопровода.

6.3.2.3. Диаметр отверстия для отбора давления должен быть  $0,13D$ , но не более 13 мм и не менее 3 мм.

6.3.3. Место отбора давления.

6.3.3.1. Место отбора давления должно быть расположено на прямых участках трубопроводов на расстоянии не более  $5D$  выше или ниже по потоку от обтекаемого тела. При этом на этапе утверждения типа должен быть экспериментально определен коэффициент приведения давления от сечения измерения к расчетному сечению.

Допускается производить отбор давления в корпусе вихревого преобразователя расхода, если это предусмотрено его конструкцией.

6.4. Измерение температуры.

6.4.1. Температуру контролируемого газа следует измерять с помощью термометров любого типа, внесенных в Госреестр СИ РФ.

6.4.2. Термодинамическую температуру газа определяют по формуле

$$T = 273,15 + t,$$

где  $t$  – температура газа в  $^\circ\text{C}$ .

6.4.3. Температуру газа определяют на прямых участках трубопроводов на расстоянии не более  $5D$  выше или ниже по потоку от обтекаемого тела при условии, что температура потока газа в точке измерения отличается от температуры за телом обтекания

не более чем на 1/3 погрешности ее измерения. Допускается измерять температуру контролируемого газа в корпусе вихревого преобразователя расхода, если это предусмотрено его конструкцией.

6.4.4. Чувствительный элемент термометра должен располагаться радиально трубопроводу.

6.4.5. Измерение температуры производится в соответствии с требованиями ТД применяемого термометра. При этом необходимо обеспечить надежный контакт чувствительного элемента термометра с измеряемым газом, а также теплоизолировать его от стенки трубопровода.

6.5. Определение плотности газа.

6.5.1. Определение плотности газа при рабочих и стандартных условиях производится косвенным методом по измеренным значениям Р и Т, компонентному составу газа. Для природного газа и продуктов его переработки следует использовать ГОСТ 30319.1.

6.6. Определение компонентного состава газа.

6.6.1. Для определения компонентного состава газа можно применять хроматографы любого типа, не изменяющие определяемый состав газа.

6.6.2. Компонентный состав следует определять в соответствии с ГОСТ 17310 и 18917.

6.7. Вычислительные устройства.

6.7.1. В зависимости от требуемых задач измерений расхода и количества газа, а также решаемого уравнения, вычислительные устройства должны автоматически учитывать действительные значения нескольких параметров: давления, температуры, компонентного состава.

6.7.2. Для повышения точности измерений допускается сужение диапазона изменения входных сигналов. При этом диапазон изменения входных сигналов должен соответствовать диапазону изменения измеряемых параметров.

## 7. Подготовка к выполнению измерений и их проведение

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

7.2. Перед проведением измерений должно быть проверено:

- соответствие прямых участков измерительных трубопроводов до и после вихревого преобразователя расхода требованиям его технической документации. Эту проверку следует проводить один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции ИВК;

- соответствие монтажа средств измерений требованиям технической документации. Эту проверку следует проводить один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции ИВК;

- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 5 настоящего документа. Эту проверку следует проводить не реже одного раза в год.

При обнаружении несоответствия ИВК одному из требований, это несоответствие должно быть устранено.

7.3. Допускается по договоренности заинтересованных сторон проверку ИВК или отдельных его узлов проводить чаще, чем это указано в 8.2.

7.4. После проведенной проверки все средства измерений должны быть приведены в рабочее состояние, измерительный трубопровод подключен к источнику измеряемого газа, проверена герметичность соединений всех узлов и затем проведены измерения количества газа.

## 8. Обработка результатов измерений

8.1. При применении ИВК автоматических измерений всех контролируемых параметров обработку результатов проводят с помощью вычислительных устройств.

Параметры барометрического давления допускается фиксировать в журнале регистрации.

8.2. При выходе значений измеряемых параметров за допустимые пределы отклонений, производят корректировку на основе расчетов, произведенных по имеющимся зарегистрированным данным предыдущих измерений.

8.3. Расчет расхода газа.

8.3.1. Расчет расхода газа ведется в автоматическом режиме и операции по п.п. 8.3.2 - 8.4.2 выполняется вычислителем по результатам измерений параметров газа и введенных данных.

8.3.2. Определяют переменные параметры газа: абсолютное давление  $P$  (п.6.3.1), термодинамическую температуру  $T$  (п.6.3.4).

8.3.3. Определяют частоту вихреобразования  $f$ .

8.3.4. Расход газа в общем случае определяют по соотношению:

$$Q_c = K_{np} K_T K_\varepsilon f \frac{P T_c}{P_c T K},$$

8.3.5. Определяют коэффициент преобразования  $K_{np}$  по уравнению:

$$K_{np} = K_{Q\eta} F_{св20} d_{20}$$

8.3.5.1. Поправочный коэффициент, учитывающий вязкость газа,  $K_{Q\eta}$  определяется по результатам индивидуальной градуировки на расходоизмерительных установках и указывается в ТД на расходомер в виде зависимости от модифицированного числа Рейнольдса  $Re_f$ .

8.3.5.2. Значение модифицированного числа Рейнольдса  $Re_f$  определяется по формуле:

$$Re_f = \frac{d_{20}^2 \rho f}{\eta},$$

Значения плотности газа при рабочих условиях  $\rho$  и динамической вязкости  $\eta$  газов определяют в зависимости от компонентного состава газа, измеренных давления и температуры по документам ГСССД (перечень в Приложении 4), нормативно-справочной литературе, для природного газа и продуктов его переработки по ГОСТ 30319.1, для попутного нефтяного газа – в соответствии с ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы.

8.3.5.3. Значения характерного размера тела обтекания  $d_{20}$  и площади поперечного сечения проточного тракта расходомера «в свету»  $F_{св20}$  при температуре  $20^\circ\text{C}$  определяется при выпуске из производства и указывается в ТД на расходомер.

8.3.6. Поправочный коэффициент на изменение размеров элементов конструкции вихревого преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C  $K_T$  рассчитывают по формуле:

$$K_T = 1 + \alpha_t(t - 20),$$

здесь  $t$  – температура газа, °C.

8.3.6.1. Значения  $\alpha_t$ , как правило, определяются на этапе утверждения типа и приводятся в ТД на расходомер. Значения коэффициентов теплового расширения для некоторых конструкционных материалов приведены в Приложении 1. При оценке  $\alpha_t$  принимают допущение о том, что температура конструкции расходомера равна температуре рабочего газа.

8.3.6.2. Значения  $K_T$  для расходомеров с проточной частью из обычной стали и телом обтекания из нержавеющей стали для ряда значений  $\frac{d_{20}}{D_{20}}$  приведены в Приложении 3.

8.3.7. Рассчитывают поправочный коэффициент на влияние расширения газа за телом обтекания  $K_\varepsilon$ :

$$K_\varepsilon = 1 + C_\varepsilon \frac{f^2}{T},$$

8.3.7.1. Условно-постоянная величина, учитывающая влияние свойств газа и конструктивных особенностей на расширение газа за телом обтекания,  $C_\varepsilon$  определяется по формуле:

$$C_\varepsilon = \frac{(n-1-n\xi)}{2nR} \left( \frac{K_{Q\eta}^{adm} d_{20}}{\mu_F} \right)^2$$

8.3.7.1.1. Значения показателя адиабаты  $n$  и газовой постоянной  $R$  определяют в зависимости от компонентного состава газа, измеренных давления и температуры по документам ГСССД (перечень в Приложении 4), нормативно-справочной литературе. Для природного газа и продуктов его переработки показатель адиабаты и газовую постоянную определяют по ГОСТ 30319.1, для попутного нефтяного газа – в соответствии с ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы. Значения показателя адиабаты  $n$  и газовой постоянной  $R$  для некоторых технически важных сухих и чистых газов приведены в Приложении 2 настоящего документа.

8.3.7.1.2. Коэффициент приведения давления от сечения измерения к расчетному сечению  $\xi$  и коэффициент сужения основного потока за телом обтекания  $\mu_F$  определяются на этапе утверждения типа и приводятся в ТД на вихревой преобразователь расхода.

В случае установки первичного преобразователя давления в сечении, где  $P = P_{\min}$ , значение  $\xi = 0$ .

8.3.8. Коэффициент сжимаемости  $K$  рассчитывают по компонентному составу газа, измеренным значениям давления и температуры по документам ГСССД (перечень в Приложении 4), нормативно-справочной литературе. Для природного газа и продуктов его переработки коэффициент сжимаемости определяют по ГОСТ 30319.1, для попутного

нефтяного газа – в соответствии с ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы.

#### 8.4. Расчет количества газа.

8.4.1. Объемное количество газа определяется путем интегрирования функции расхода по времени. Операцию интегрирования реализуют путем циклического расчета расхода по переменным исходным и измеренным данным и их суммирования по формуле п.4.2.2.

8.4.2. Энергосодержание определяется по известному значению объема газа, приведенного к стандартным условиям, по формуле:

$$E_{\text{э}} = V_{\text{с}} H_{\text{с}},$$

Объемную удельную теплоту сгорания газа  $H_{\text{с}}$  определяют по ГОСТ 22667 для природного газа и продуктов его переработки по ГОСТ 30319.3.

### 9. Определение погрешности измерения расхода и количества газа.

#### 9.1. Общие положения.

9.1.1. Измерение количества газа с помощью вихревых преобразователей расхода относится к косвенному виду измерений с помощью измерительного комплекса, включающего собственно вихревой преобразователь расхода, измерительные средства прямого действия для измерения параметров газа (давление, температура) и средства обработки результатов измерений. У всех этих средств погрешности нормированы.

По выбранным метрологическим характеристикам применяемых средств измерений рассчитывают общую погрешность определения количества газа. При этом предполагается, что все средства измерений имеют действующие свидетельства о поверке и для них нормированы пределы допускаемых значений основной погрешности.

9.1.2. Результат измерений количества  $V_{\text{с}}$  за отчетный период времени должен быть представлен в соответствии с МИ 1317 в следующем виде:

$$V_{\text{с}} \pm \delta_{V_{\text{с}}},$$

где:  $V_{\text{с}}$  - объем газа, приведенный к стандартным условиям;

$\delta_{V_{\text{с}}}$  - относительная погрешность измерения объема при доверительной вероятности 0,95.

9.1.3. Исходя из технико-экономической целесообразности, заинтересованные стороны согласовывают применение той или иной нормы погрешности определения количества газа.

9.1.4. Границу составляющей относительной погрешности измерений параметра «у» рассчитывают в процентах по следующим формулам:

- в случае нормирования у измерителя параметра «у» основной абсолютной погрешности

$$\delta_{\text{ов}} = \frac{\Delta y}{y} 100;$$

- в случае нормирования у измерителя параметра «у» основной приведенной погрешности, если нормирующее значение равно диапазону измерений



$$\delta_{ov} = \delta_o \frac{y_B - y_H}{y};$$

где  $\delta_o$  - основная погрешность средства измерения;

- в случае нормирования  $y$  измерителя параметра «у» основной приведенной погрешности, если нормирующее значение равно верхнему пределу измерений

$$\delta_{ov} = \delta_o \frac{y_B}{y};$$

## 9.2. Формулы для расчета погрешности измерений количества газа.

Погрешность определения количества газа, приведенного к стандартным условиям, оценивают расчетным путем. При этом принимают упрощающие допущения о малости погрешностей величин, из которых формируется погрешность результата измерений, о нормальном законе распределения каждой из этих погрешностей и об их независимости друг от друга.

9.2.1. При определении объема газа, приведенного к стандартным условиям, в случае раздельного измерения параметров газа с вычислителем, погрешность которого задана с учетом погрешностей измерительных каналов:

$$\delta_{V_c} = \left\{ \delta_{впр}^2 + \delta_B^2 + \delta_K^2 \right\}^{0,5};$$

9.2.2. При определении объема газа, приведенного к стандартным условиям, в случае раздельного измерения параметров газа с вычислителем, погрешность которого задана без учета погрешностей измерительных каналов:

$$\delta_{V_c} = \left\{ \delta_{впр}^2 + \delta_B^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2 \right\}^{0,5};$$

где:  $\delta_{впр}$  - погрешность вихревого преобразователя расхода;

$\delta_B$  - погрешность вычислителя;

$\delta_P$  - погрешность измерения абсолютного давления;

$\delta_T$  - погрешность измерения температуры;

$\delta_K$  - погрешность расчета коэффициента сжимаемости.

## 9.3. Составляющие погрешности.

9.3.1. Погрешность  $\delta_{впр}$  определяется по формуле:

$$\delta_{впр} = \left\{ \delta_{K_{Q\eta}}^2 + \delta_{F_{св20}}^2 + \delta_{d_{20}}^2 + \delta_{K_T}^2 + \delta_{K_\epsilon}^2 \right\}^{0,5};$$

Погрешность  $\delta_{d_{20}}$  рассчитывают по формуле:

$$\delta_{d_{20}} = \frac{0,01}{d_{20}}$$

Погрешность  $\delta_{F_{ce20}}$  рассчитывают по эмпирической формуле:

$$\delta_{F_{20}} = \frac{0,00692}{D_{20}} \cdot \left( \frac{d_{20}}{D_{20}} \right)^{0,33}$$

9.3.1.1. Погрешность  $\delta_{K_{Q\eta}}^2$  рассчитывается по выражению:

$$\delta_{K_{Q\eta}}^2 = \left\{ \delta_o^2 + \Theta_{\text{Re}_{f'/\text{Re}_f^{asm}}}^2 \delta_{\text{Re}_f/\text{Re}_f^-}^2 \right\}^{0,5};$$

Основная относительная погрешность вихревого преобразователя расхода  $\delta_o$  указывается в паспорте вихревого преобразователя расхода.

Коэффициент влияния отношения чисел Рейнольдса  $\Theta_{\text{Re}_{f'/\text{Re}_f^{asm}}}$  принимается равным 0,03%.

9.3.1.2. Погрешность определения отношения чисел Рейнольдса определяется по выражению:

$$\delta_{\text{Re}_{f'/\text{Re}_f^{asm}}} = \left\{ 4\delta_{d_{20}}^2 + \delta_f^2 + \delta_\rho^2 + \delta_\eta^2 \right\}^{0,5};$$

Погрешность измерения частоты выходного сигнала  $\delta_f$  равна погрешности входного частотного канала вычислителя и устанавливается по его технической документации.

Погрешность определения плотности  $\delta_\rho$  и динамической вязкости  $\delta_\eta$  газа определяют согласно методикам, регламентируемым документами ГСССД (перечень в Приложении 4). Для природного газа и продуктов его переработки погрешность рассчитывается согласно ГОСТ 30319.0, для попутного нефтяного газа определяется в соответствии с ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы. При отсутствии стандартных методик погрешность принимается равной величине, соответствующей половине разряда последней значащей цифры в числе, выражающем данную величину.

Погрешность определения плотности при рабочих условиях  $\delta_\rho$  в общем случае определяют по формуле:

$$\delta_\rho = \left\{ \delta_{\rho_c}^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2 + \sum \Theta_{X_i}^2 \delta_{X_i}^2 \right\},$$

где:  $\delta_{X_i}^2$  - погрешность определения компонентного состава газа;

$\Theta$  - коэффициент влияния соответствующего параметра.

Погрешность плотности при стандартных условиях  $\delta_{\rho_c}$  и  $\delta_{X_i}$  определяют по нормативному документу, регламентирующему метод косвенных измерений.

9.3.2. Погрешность определения вязкости газа  $\delta_{\eta}$  определяют по нормативному документу, регламентирующему метод косвенных измерений. В общем случае погрешность определения вязкости газа определяется по формуле:

$$\delta_{\eta} = \left\{ \delta_{\eta_{мет}}^2 + \Theta^2_P \delta_P^2 + \Theta^2_T \delta_T^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \sum \Theta^2_{X_i} \delta_{X_i}^2 \right\},$$

где:  $\delta_{\eta_{мет}}$  - методическая погрешность метода косвенных измерений;

$\Theta$  - коэффициент влияния соответствующего параметра.

В случае отсутствия справочных данных о значениях  $\Theta$  при применении того или иного метода косвенных измерений вязкости для технически важных газов, природного газа по ГОСТ 5542, нефтяного попутного газа по ГОСТ Р 8.615  $\Theta_P$  принимают равным 0,1,

$\Theta_T$  принимают равным 1.

9.3.3. Для вихревых преобразователей расхода с металлическими частями проточной части погрешность  $\delta_{K_T}$  регламентируется настоящей методикой выполнения измерений и составляет  $\pm 0,012\%$  при доверительной вероятности 0,95.

9.3.4. Погрешность поправочного коэффициента на влияние расширения газа за телом обтекания  $\delta_{K_{\varepsilon}}$  регламентируется настоящей методикой выполнения измерений и составляет  $\pm 0,04\%$  при доверительной вероятности 0,95.

9.3.5. Погрешность измерений абсолютного давления.

9.3.5.1. Погрешность измерений абсолютного давления при применении преобразователей абсолютного давления рассчитывают по формуле:

$$\delta_P = \left\{ \delta_y^2 \right\}^{0,5}$$

где  $\delta_y$  - основная погрешность измерительного преобразователя давления с учетом способа нормирования.

9.3.5.2. Погрешность измерений абсолютного давления при применении преобразователей избыточного давления рассчитывают по формуле:

$$\delta_P = \left\{ \left( \frac{P_u}{P} \right)^2 \delta_{P_u}^2 + \left( \frac{P_6}{P} \right)^2 \delta_{P_6}^2 \right\}^{0,5}$$

где:  $\delta_{P_u}$  - основная погрешность преобразователя избыточного давления;

$\delta_{P_6}$  - погрешность измерения барометрического давления.

9.3.6. Погрешность измерений температуры газа в случае нормирования абсолютной погрешности измерительного преобразователя рассчитывают по формуле:

$$\delta_T = \frac{100(t_B - t_H)}{273,15 + t} \left\{ \left[ \frac{\Delta y}{y_B - y_H} \right]^2 \right\}^{0,5};$$

где:  $\Delta y$  - абсолютная погрешность измерительного преобразователя.

9.3.7. Погрешность коэффициента сжимаемости определяется согласно методу, регламентирующему расчет. Для природного газа и продуктов его переработки погрешность коэффициента сжимаемости определяется согласно ГОСТ 30319.2, для попутного нефтяного газа согласно ГСССД МР 113, для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией на эти газы.

В случае использования табличных данных погрешность принимается равной половине разряда последней значащей цифры.

9.3.8. Погрешность вычислителя принимается в соответствии с его технической документацией.

9.4. Погрешность при работе с параллельными вихревыми преобразователями расхода.

При работе ряда преобразователей расхода погрешность измерения количества газа по всем преобразователям определяется соотношением:

$$\delta = \left\{ \sum_1^n \left( \frac{V_i}{V_\Sigma} \delta_i \right)^2 \right\}^{0,5},$$

где  $V_i$  и  $\delta_i$  - измеряемый средний объем и погрешность измерений  $i$ -го комплекса;

$V_\Sigma$  - общий измеряемый объем газа;

$n$  – количество измерительных комплексов.

Приложение 1

Коэффициенты линейного теплового расширения некоторых материалов [1–4]

№ п/п	Материал	Диапазон температур, °С	$\alpha_t, 10^{-6}$ 1/град
1	Графит	от 0 до 400	-1,5
2	Алюминий	от 0 до 100	17,5
3	Медь	от -50 до 0	от 15,6 до 16,4
		от 0 до 20	от 16,4 до 16,7
		от 20 до 100	от 16,7 до 17,1
4	Железо	от 20 до 100	11,51
5	Титан	20	8,4
6	Латунь	20	от 17,0 до 22,0
7	Бронза	20	от 16,1 до 18,4
8	Деформируемые алюминиевые сплавы	20	от 20,3 до 24,7
9	Литейные алюминиевые сплавы	20	от 19,5 до 24,5
10	Титановые сплавы	от 20 до 100	от 8,0 до 9,2
7	Стали конструкционные		
	08, 10, 15, 20, 25	от 20 до 100	от 12,2 до 12,5
	30, 35, 40, 45	от 20 до 100	от 11,9 до 12,1
	50, 55, 60	от 20 до 100	от 11,0 до 11,2
11	Стали конструкционные легированные	от 20 до 100	от 10,8 до 12,8
12	Стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие, жаропрочные, износостойкие		
	08X13, 12X13, 20X13, 30X13, 40X13, 15X25T, 15X28, 15X12ВНМФ	от 20 до 100	от 10,0 до 10,7
	ХН35ВТЮ, ХН80ТБЮ, 08X18Г8Н2Т	от 20 до 100	от 12,3 до 12,7
	12X18Н9, 08X18Н9, 08X18Н10, 12X18Н9Т, 08X18Н10Т, 12X18Н10Т	от 20 до 100	от 16,0 до 16,6
	14X17Н2, 08X22Н6Т	от 20 до 100	от 9,6 до 9,8
13	Стеклопластики	20	от 5 до 12
14	Стеклотекстолит	от 20 до 100	от 8,0 до 9,0
15	Эпоксидные смолы	от 25 до 35	от 35 до 40
16	Оргстекло	20	35,0
17	Фенолформальдегидные полимеры	20	от 25 до 60

1. Машиностроение. Энциклопедия. Т.1-2. Теоретическая механика. Термодинамика. Теплообмен. Под общ. ред. К.С.Колесникова, А.И.Леонтьева. М.: Машиностроение. 2001.– 600с.
2. Композиционные материалы: Справочник. Под общ. ред. В.В.Васильева, Ю.М.Тарнопольского. М.: Машиностроение. 1990.– 512с.
3. МИ 1538-86 "ГСИ Расход газа массовый. Методика выполнения измерений критическими расходомерами". Казань, 1986.– 46с.
4. Физические величины. Справочник. Под ред. И.С.Григорьева, Е.З.Мейлихова. М.: Энергоатомиздат. 1991.– 1232с.

## Приложение 2

Показатель адиабаты и удельная газовая постоянная некоторых двухатомных газов при стандартных условиях ( $P_a = 1,013 \cdot 10^5$  Па,  $t = 20^\circ\text{C}$ ) [1-3]

№ п/п	Газ	Показатель адиабаты k	Удельная газовая постоянная R, Дж/(кг К)
1	Азот	1,40	296,8
2	Аргон	1,67	208,15
3	Ацетилен	1,23	320
4	Водород	1,41	4124,9
5	Воздух	1,40	287,1
6	Кислород	1,40	259,84
7	Метан	1,31	518,27
8	Углекислый газ	1,30	189
10	Этан	1,20	277

1. МИ 1538-86 "ГСИ Расход газа массовый. Методика выполнения измерений критическими расходомерами". Казань, 1986.– 46с.
2. Преображенский В.П. Теплотехнические измерения и приборы. М.: Энергия. 1978.– 704с.
3. Кухлинг Х. Справочник по физике. М.: Мир. 1982.– 520с.

### Приложение 3

Значения поправочного коэффициента  $K_T$  на изменение размеров элементов конструкции вихревого преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C.

№ п/п	$D_{20}$ мм	$d_{20}$ мм	$\frac{d_{20}}{D_{20}}$	$K_T$	
				t = -50°C	t = 50°C
1	50	15	0,3	0,997307	1,0011554
2	80	24	0,3	0,997307	1,0011555
3	100	24	0,24	0,997255	1,001178
4	200	48	0,24	0,997255	1,001178

### Приложение 4

#### Перечень ГСССД.

1. ГСССД 4-78. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного азота при температурах 70...1500 К и давлениях 0,1...100 МПа.

2. ГСССД 8-79. Плотность, энтальпия, энтропия, и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного воздуха при температурах 70...1500 К и давлениях 0,1...100 МПа.

3. ГСССД 18-81. Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изоб. теплоемкость при температурах 100...1000 К и давлениях 0,1...100 МПа.

4. ГСССД 89-85. Азот. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 65...1000 К и давлениях от состояния разреженного газа до 200 МПа.

5. ГСССД 94-86. Метан. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91...1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа.

6. ГСССД 96-86. Диоксид углерода жидкий и газообразный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука и коэффициент объемного расширения при температурах 220...1300 К и давлениях 0,1...100 МПа.

7. ГСССД 110-87. Диоксид углерода. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 220...1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа.

8. ГСССД 147-90. Пропан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость в диапазоне температур 100...700 К и давлений 0,1...100 МПа.

9. ГСССД 160-93. Газ природный расчетный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука, показатель адиабаты и коэффициент объемного расширения при температурах 250...450 К и давлениях 0,1...12 МПа.

10. ГСССД 179-96. Аргон жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициент динамической вязкости и теплопроводности при температурах 85...1300 К и давлениях 0,1...1000 МПа.

11. ГСССД МР 113-2003. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.

12. ГСССД МР 118-2005. Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей.

13. ГСССД МР 135-2007. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей при температурах -40...+60 °С при давлениях до 5 МПа.

11. ГСССД МР 113-2003. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.

12. ГСССД МР 118-2005. Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей.

13. ГСССД МР 135-2007. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей при температурах -40...+60 °С при давлениях до 5 МПа.