

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ»
(ФГУП «ВНИИМС»)**

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
директора по науке
ФГУП «ВНИИМС»



Ф.В. Булыгин

« 10 ноября » 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Объем природного газа, приведенный к стандартным условиям.

Методика измерений

при помощи расходомеров термоанемометрических Turbo Flow TFG

Москва
2018 г.

РАЗРАБОТАНА

Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

ИСПОЛНИТЕЛИ:

от ФГУП «ВНИИМС»
А.М. Шаронов

от ООО НПО «Турбулентность-ДОН»
А.Н. Слонько
Р.В. Дворяшин

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИМС»
«08» октября 2018 г.

АТТЕСТОВАНА

ФГУП «ВНИИМС»
Свидетельство об аттестации методики измерений
№ 208-32-2018/РА.RU.311787-2016 от 30.11.2018 г.

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ООО НПО «Турбулентность-ДОН».

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Назначение и область применения	4
2 Нормативные ссылки	4
3 Термины и определения	4
4 Показатели точности измерений	4
5 Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их монтажу	5
6 Метод измерений	7
7 Требования безопасности, охраны окружающей среды	8
8 Требования к квалификации операторов	8
9 Условия проведения измерений	8
10 Подготовка к выполнению измерений	9
11 Выполнение измерений и обработка результатов измерений	9
13 Контроль точности результатов измерений	11
14 Проверка реализации методики измерений	11
Библиография	12

1 Назначение и область применения

1.1 Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объема природного газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939, при помощи расходомеров термоанемометрических Turbo Flow TFG, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 56188-14, (далее – расходомеры).

1.2 Инструкция разработана с учетом требований Приказа Минэнерго России от 15 марта 2016 года № 179, ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.741.

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящей инструкции использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема

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

ГОСТ 17310–2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 31369–2008 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31370–2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.7–2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ Р 8.741–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

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

РМГ 29–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Основные термины и определения

Примечание – При пользовании настоящей инструкцией целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 01 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

3.1 В настоящей инструкции применены термины и определения в соответствии с ГОСТ Р 8.741, ГОСТ 15528 и РМГ 29.

4 Показатели точности измерений

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

При непосредственном измерении внутреннего диаметра трубопровода при использовании измерительного участка предприятия-изготовителя:

$\pm 1,0\%$ в диапазоне расходов $0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$;

$\pm 2,0\%$ в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$.

При непосредственном измерении внутреннего диаметра трубопровода без использования измерительного участка предприятия-изготовителя:

$\pm 1,5\%$ в диапазоне расходов $0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$;

$\pm 2,5\%$ в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$.

При измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки трубопровода при использовании измерительного участка предприятия-изготовителя:

$\pm 1,7\%$ в диапазоне расходов $0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$;

$\pm 2,4\%$ в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$.

При измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки трубопровода без использования измерительного участка предприятия-изготовителя:

$\pm 1,7\%$ в диапазоне расходов $0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$;

$\pm 2,6\%$ в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$.

5 Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их монтажу

5.1 При выполнении измерений применяют расходомер термоанемометрический Turbo Flow TFG, состоящий из одного или нескольких преобразователей потока (далее – ПП) и расходомерного шкафа (далее – РШ). РШ представляет собой блок с клавиатурой и показывающим устройством, включающий в себя блок питания, блок разделения и ограничения напряжения и тока в искробезопасных цепях и блок связи с внешней периферией (ПК, принтер, АСУ и т.п.). Для возможности дистанционного считывания информации расходомер может быть укомплектован выносным терминалом (далее – ВТ). Терминал связан с ПП по проводному интерфейсу RS-485. Конструкция РШ предусматривает отсутствие клавиатуры и показывающего устройства. ПП состоит из первичных преобразователей и блока вычисления расхода. В качестве блока вычисления расхода используется встроенный вычислитель расхода или внешний, вынесенный в РШ. Конструкция ПП предусматривает наличие клавиатуры и показывающего устройства.

5.2 Диапазон измерений скорости газового потока от 0,021 до 208 м/с, диапазон измерений массового расхода газа (объемного расхода газа при стандартных условиях), для модификации S от 0,8375 до 195601856 кг/ч (от 1,25 до 186287481,865 м³/ч), для модификации H от 0,0335 до 399187,4611 кг/ч (от 0,05 до 380178,534 м³/ч). (Минимальные значения даны для минимального диаметра, минимального давления, $\rho_g = 0,67$ кг/м³, максимальные – для максимального диаметра, максимального давления, $\rho_g = 1,05$ кг/м³).

5.3 В качестве первичного преобразователя массовой скорости газового потока используется термоанемометр постоянной разницы температуры, в качестве первичного измерительного преобразователя температуры измеряемой среды используется платиновый термопреобразователь сопротивления. Диапазон измерения температуры от -60 до +300 °С. Пределы абсолютной погрешности при измерении температуры газа $\pm (0,3 + 0,005 \cdot |t|)$, где t – измеряемая температура.

5.4 Диаметры условного прохода для модификации S Ду от 50 до 1400 мм, для модификации H Ду от 25 до 100 мм.

5.5 Монтаж расходомера проводят в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации ТУАС.407279.002 РЭ с применением средств измерений, указанных в п. 12.3. Требования к длинам прямолинейных участков до измерительного сечения, в зависимости от типа местного сопротивления, приведены в таблице 1. Минимальная длина прямолинейного участка измерительного трубопровода после измерительного сечения не менее 5Ду. Патрубок под датчик давления не является местным сопротивлением.

Таблица 1 - Требования к длинам прямолинейных участков

Тип местного сопротивления	Длина, Ду* для модификаций	
	TFG-S	TFG-H
Колено или заглушенный тройник	20	10
Два или более колен в одной плоскости	25	12
Конфузор или диффузор	25	12
Полностью открытая задвижка	30	15
Тройник	30	15
Два или более колен в разных плоскостях	40	20
Регулирующий клапан или регулятор давления	50	25
Местное сопротивление неопределенного типа	50	25

* – Ду - диаметр условный измерительного участка трубопровода (сечения).

5.6 При применении нескольких первичных преобразователей расположение в измерительном сечении трубопровода должно быть равноудаленным друг от друга (при применении трех первичных преобразователей их располагают через каждые 120°, при применении четырех - 90°, при применении шести - 60°).

5.7 В расходомере предусмотрена возможность подключения преобразователя давления, имеющего выходной сигнал 4-20 мА.

Абсолютное давление газа определяется по формуле 1:

$$P_{абс} = P + \kappa P_{бар} \quad (1)$$

где P – измеренное значение абсолютного или избыточного давления (в зависимости от типа датчика), МПа;

$P_{бар}$ – барометрическое давление, мм рт. ст.;

κ – переводной коэффициент, МПа/мм рт. ст.:

$\kappa = 0$, если используется датчик абсолютного давления

$\kappa = 133,322 \cdot 10^{-6}$, если используется датчик избыточного давления.

Избыточное давление газа измеряют преобразователем давления любого принципа действия. Диапазон измерений избыточного давления от 0,1 до 32 МПа. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления $\pm 0,5$ %. Место для отбора давления должно быть расположено на прямолинейном участке перед расходомером.

Атмосферное давление измеряют в месте расположения измерительного преобразователя избыточного давления. Значение атмосферного давления может быть принято за условно-постоянный параметр.

5.8 Пределы абсолютной погрешности при измерении времени ± 1 с за 24 ч (пределы относительной погрешности $\pm 0,001157407$ %).

5.9 Блок вычисления расхода производит регистрацию измеренных значений и вычисление массы и объема газа, приведенного к стандартным условиям, а также архивирование в энергонезависимой памяти и вывод на показывающее устройство результатов измерений и вычислений массы, объема, расхода, температуры, давления, параметров функционирования и передачу оперативных данных, параметров настройки и архивной информации на ПШ, принтер, ПК или устройство передачи данных (модем, контроллер, и т.п.) по проводным интерфейсам RS-232, RS-485 или беспроводным интерфейсам.

5.10 Для определения молярных долей компонентов газа по ГОСТ 31371.7 и определения плотности газа при стандартных условиях по ГОСТ 31369 или ГОСТ 17310 применяют средства измерений, используемые в аккредитованной аналитической лаборатории. Результаты измерений вносятся в блок вычисления расхода как условно-постоянные параметры.

6 Метод измерений

6.1 Принцип действия расходомеров основан на измерении массовой скорости потока газа в одной или нескольких точках поперечного сечения трубопровода. В качестве первичного преобразователя массовой скорости газового потока используется термоанемометр постоянной разницы температуры, в качестве первичного измерительного преобразователя температуры измеряемой среды используется платиновый термопреобразователь сопротивления.

Аналого-цифровая система в режиме реального времени поддерживает постоянную разницу температур между нагреваемым чувствительным элементом термоанемометра и измеряющим температуру газа термопреобразователем. Мощность, необходимая для поддержания постоянной разницы температур, пропорциональна массовой скорости потока газа, прошедшего через измерительное сечение. Текущее значение массового расхода газа вычисляется по значению рассеиваемой тепловой мощности термоанемометра, составу и теплофизическим свойствам газа (вязкости и теплопроводности), параметрам давления, а также размерам чувствительного элемента первичного преобразователя и площади поперечного сечения трубопровода.

6.2 По измеренному значению массового расхода (массы) газа и расчетному значению плотности газа вычисляется объемный расход (объем) газа, приведенный к стандартным условиям:

Рассчитывается число Нуссельта характеризующее интенсивность теплообмена между термоанемометрическим датчиком и измеряемой средой по формуле 2:

$$Nu_i = \frac{d \cdot W_i}{S_d \cdot Lg_i \cdot \Delta T}, \quad (2)$$

где W – мощность, Вт

S_d – площадь датчика - (константа) $S_d = 1.332e^{-5}$, м²

Lg_i – общая теплопроводность смеси.

d – характерный размер чувствительного элемента.

ΔT - разность температур между термометром и анемометром.

Корректируется число Nu к 20°C по формуле 3:

$$Nu = \left(\frac{Tg}{293,15} \right)^{bj} \cdot Ni \quad (3)$$

Рассчитывается число Рейнольдса, как функциональная зависимость от числа Нуссельта через уравнение с учетом коэффициентов a , n , b по формуле 4:

$$Re = f(Nu(a, n, b)) \quad (4)$$

Вычисляется массовая скорость потока по формуле 5:

$$V_m = \frac{Fg}{d} \cdot Re, \quad (5)$$

где Fg – общая вязкость смеси.

Вычисляется площадь сечения трубопровода по формуле 6:

$$S = \frac{\pi \cdot Dy^2}{4} \quad (6)$$

где Dy – внутренний диаметр трубопровода, м

Вычисляется мгновенное значение массового расхода по формуле 7:

$$Q_m = V_m \cdot S \quad (7)$$

Вычисляется расход, приведенный к стандартным условиям по формуле 8:

$$Q_c = \frac{Q_m}{\rho_g}, \quad (8)$$

где ρ_g – плотность газа при стандартных условиях (кг/м³)

Вычисляется масса и объем газа, приведенный к стандартным условиям, за интервал времени по формулам 9 и 10:

$$V_c = \int Q_c(t) dt \quad (9)$$

$$M = \int Q_m(t) dt \quad (10)$$

7 Требования безопасности, охраны окружающей среды

7.1. Монтаж средств измерений (далее – СИ) 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.

8 Требования к квалификации операторов

8.1 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 инструкцией. Оператор должен знать технологическую схему, назначение всех средств измерений и устройств.

9 Условия проведения измерений

9.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

для преобразователя потока:

- диапазон температур окружающего воздуха – от минус 60 до плюс 70°C;
- относительная влажность до 95 % без конденсации влаги;

для расходомерного шкафа:

- диапазон температур окружающего воздуха – от минус 20 до плюс 50°C;
- относительная влажность до 90 % без конденсации влаги;
- диапазон измерений расхода в соответствии с паспортом расходомера;
- атмосферное давление - от 84 кПа до 106 кПа;

9.2 Параметры измеряемого газа:

- температура – от минус 60 до плюс 300⁰С;

- абсолютное давление – от 0,1 до 32 МПа.

Компонентный состав газа приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Компонентный состав газа

Компонент	Объемная доля в %
Метан	от 60 до 100
Этан	от 0 до 12
Пропан	от 0 до 6
Бутаны	от 0 до 4
Пентаны	от 0 до 4
Азот	от 0 до 16
Диоксид углерода	от 0 до 16
Плотность	не менее 0,67 кг/м ³

9.3 Требования к характеристике потока:

- поток в трубопроводе должен быть сформировавшимся и турбулентным, а движение – установившимся;

- измеряемая среда должна быть однофазной или по своим физическим свойствам близка к однофазной;

- число Маха не должно превышать 0,25.

9.4 Требования к измерительному трубопроводу:

- площадь измерительного сечения в течение всего периода измерений должна оставаться постоянной;

- на стенках трубы не должно быть отложений и наростов измеряемой среды или продуктов коррозии.

10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Перед проведением измерений проверяют:

- наличие паспортов применяемых средств измерений и технического описания или инструкции по эксплуатации СИ, входящих в состав узла учета;

- соответствие монтажа средств измерений требованиям эксплуатационной документации;

- техническое состояние трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, отсутствие утечек и механических повреждений;

- целостность пломб и клейм на компонентах узла учета;

- правильность используемых вычислителем параметров 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 год.

10.2 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 блока вычисления расхода.

11 Выполнение измерений и обработка результатов измерений

11.1 Результат измерений объема газа за отчетный период должен быть представлен в следующем виде:

$$V, \delta_{ик}$$

где V – объем газа, м³;

$\delta_{ик}$ – относительная погрешность измерений объема газа при доверительной

вероятности 0,95.

11.2 Обработку результатов измерений проводят при помощи блока вычисления расхода. При автоматической регистрации измеренных параметров газа преобразователем потока и с учетом условно-постоянных параметров о составе газа и диаметра трубопровода, введенных в блок вычисления расхода, определяется объем газа при стандартных условиях.

11.3 При применении нескольких первичных преобразователей объем (объемный/массовый расход газа) вычисляют по формуле 11:

$$V_c = \frac{\sum_{i=1}^n V_{ci}}{n}, \quad (11)$$

где V_{ci} – объем газа приведенный к стандартным условиям, м³ измеренный i -м первичным преобразователем;

n - количество первичных преобразователей применяемых при измерениях.

11.4 Если относительное отклонение плотности газа при стандартных условиях за период измерений от значения, принятого за условно-постоянную величину, превышает 0,5%, то выполняют перерасчет объема газа при стандартных условиях V_c по формуле 12:

$$V_c = \frac{\rho_g}{\rho_{изм}} \cdot V_c^*, \quad (12)$$

где V_c^* – показание вычислительного блока,

ρ_g – измеренное значение плотности газа при стандартных условиях.

12 Определение погрешности

12.1 Относительную погрешность измерений объема газа при стандартных условиях вычисляют по формуле 13:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{Q_c}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (13)$$

где δ_{τ} – относительная погрешность измерений времени;

δ_{Q_c} – относительная погрешность измерений расхода при стандартных условиях.

12.2 Относительную погрешность измерений массового расхода вычисляют по формуле 14.

$$\delta_{Q_m} = \sqrt{\delta_s^2 + \delta_v^2}, \quad (14)$$

где δ_s – погрешность измерений площади измерительного сечения;

δ_v – погрешность измерений массовой скорости потока.

12.3 Погрешность определения площади измерительного сечения зависит от применяемых метода и средств измерений.

12.3.1 При непосредственном измерении внутреннего диаметра трубопровода для определения площади измерительного сечения для диаметров от 25 мм до 125 мм используется нутромер микрометрический с абсолютной погрешностью ± 10 мкм. Для диаметров от

125 мм до 1200 мм используется нутромер микрометрический с абсолютной погрешностью ± 25 мкм.

Относительная погрешность определения площади измерительного сечения вычисляют по формуле 15:

$$\delta_s = 2 \frac{\Delta D}{D} \cdot 100\%, \quad (15)$$

где ΔD – абсолютная погрешность измерений диаметра, м;
 D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Пределы относительной погрешности определения площади измерительного сечения при непосредственном измерении внутреннего диаметра трубопровода составляют $\pm 0,08\%$ и не влияют на расчетные значения пределов относительной погрешности измерений расхода газа.

12.3.2 При измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки, для определения площади измерительного сечения, используется рулетка измерительная металлическая 2 класса точности по ГОСТ 7502 и ультразвуковой толщиномер с абсолютной погрешностью $\pm 0,05$ мм.

Относительную погрешность определения площади измерительного сечения при измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки вычисляют по формуле 16:

$$\delta_s = \frac{2}{D_n - 2h} \sqrt{\Delta D_n^2 + (2\Delta h)^2} \cdot 100\%, \quad (16)$$

где h – толщина стенки трубопровода, м;

Δh – абсолютная погрешность при измерении толщины стенки, м;

D_n - наружный диаметр трубопровода, м, вычисляемый по формуле 17:

$$D_n = \frac{C}{\pi}, \quad (17)$$

где C - длина окружности трубопровода, м.

13 Контроль точности результатов измерений

13.1 В процессе эксплуатации расходомеры подлежат поверке в соответствии [1].

13.2 Периодичность поверки расходомеров должна соответствовать интервалам между поверками, установленным при утверждении типа в соответствии с [2] и [3].

13.3 Расходомеры должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

14 Проверка реализации методики измерений

14.1 Проверку реализации методики измерений проводят юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные на право аттестации методик измерений, при участии представителей поставщика и потребителя газа:

- при вводе в эксплуатацию узла учета;
- после реконструкции узла учета.

14.2 При проведении проверки реализации методики измерений устанавливают:

- наличие описаний и руководства по эксплуатации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 9;
- соответствие монтажа СИ требованиям эксплуатационной документации и раздела 5.
- диапазоны измерений объема природного газа при стандартных условиях в соответствии с разделом 5;

- пределы относительной погрешности.

14.3 По результатам проверки реализации методики измерений составляют акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований настоящей методики. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении Б.

14.4 Проведение измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, без наличия положительного акта проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований настоящей методики измерений не допускается.

Библиография

[1] Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

[2] Приказ № 970 (в ред. Приказов Минпромторга России от 16.02.2015 №268, от 14.12.2015 №4040, от 16.01.2017 №35) «Об утверждении Административного регламента по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений»

[3] Приказ № 1081 (в ред. приказов Минпромторга России от 30.09.2011 № 1326 и от 25.06.2013 № 970) «Об утверждении Порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, Порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, Порядка выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения»

**Расчет пределов погрешности измерений объема природного газа,
приведенного к стандартным условиям**

А.1 При измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки для определения площади измерительного сечения используются СИ по п. 12.3.2 (рулетка измерительная металлическая 2 класса точности по ГОСТ 7502 и ультразвуковой толщиномер с абсолютной погрешностью $\pm 0,05$ мм)

Для диаметров от 25 до 100 мм (TFG модификация Н):

Ду 25, труба 32x3,5

$$\delta_s = \frac{2}{0,032 - 2 \cdot 0,0035} \sqrt{0,00015^2 + (2 \cdot 0,00005)^2} \cdot 100\% = 1,32665\%$$

Для диаметров от 50 до 1400 мм (TFG модификация S):

Ду50, труба 57x4

$$\delta_s = \frac{2}{0,057 - 2 \cdot 0,004} \sqrt{0,00015^2 + (2 \cdot 0,00005)^2} \cdot 100\% = 0,67686\%$$

А.2 Относительная погрешность при измерении массовой скорости потока газа:

Диапазон расходов	при использовании измерительного участка предприятия изготовителя	без использования измерительного участка предприятия – изготовителя
$Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$	2%	2,5%
$0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	1%	1,5%

А.3 Расчет пределов относительной погрешности измерений расхода газа при стандартных условиях при измерении длины окружности внешней поверхности трубопровода перпендикулярно направлению потока газа и толщины стенки для определения площади измерительного сечения:

Диапазон расходов	при использовании измерительного участка предприятия изготовителя	без использования измерительного участка предприятия – изготовителя
$Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$	$\delta_{Q_c} = \sqrt{1,32665^2 + 2^2} = 2,40000\%$	$\delta_{Q_c} = \sqrt{0,67686^2 + 2,5^2} = 2,59001\%$
$0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	$\delta_{Q_c} = \sqrt{1,32665^2 + 1^2} = 1,66132\%$	$\delta_{Q_c} = \sqrt{0,67686^2 + 1,5^2} = 1,64564\%$

А.4 Расчет пределов относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях:

Диапазон расходов	при использовании измерительного участка предприятия изготовителя	без использования измерительного участка предприятия – изготовителя
$Q_{\min} \leq Q < 0,015 Q_{\max}$	$\delta_{V_c} = \sqrt{2,40000^2 + 0,001157^2} = 2,4000\%$	$\delta_{V_c} = \sqrt{2,59001^2 + 0,001157^2} = 2,59001\%$
$0,015 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	$\delta_{V_c} = \sqrt{1,6613^2 + 0,001157^2} = 1,6613\%$	$\delta_{V_c} = \sqrt{1,64564^2 + 0,001157^2} = 1,64564\%$

Форма акта проверки

наименование организации, проводящей проверку

АКТ

проверки узла учета газа на базе расходомера термоанемометрического Turbo Flow TFG

от «__» _____ 20__ г.

На узел учета объема природного газа
наименование проверяемого объекта

Адрес:

Основание: ввод в эксплуатацию/реконструкция

- 1 Перечень средств измерений: |
- расходомер термоанемометрический Turbo Flow TFG, заводской №, дата поверки
- Расходомерный шкаф (Выносной терминал) заводской №
- Преобразователь потока (исполнение), заводской №
- Датчик(преобразователь) температуры (при наличии), тип, заводской №, дата поверки
- Датчик (преобразователь) давления (при наличии), тип, заводской №, дата поверки

2 Диаметр измерительного сечения:

3 Состояние и условия эксплуатации средств измерений: _____
соответствие/ несоответствие требованиям технической документации

температура окружающего воздуха
атмосферное давление
расход газа при стандартных условиях
температура газа
абсолютное давление газа
плотность газа в стандартных условиях

_____ указываются диапазоны изменения параметров окружающей и измеряемой среды

4 Пределы относительной погрешности измерений объема газа:

5 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.

Представители:	_____	_____
Поставщик	личная подпись	инициалы, фамилия
Потребитель	_____	_____
	личная подпись	инициалы, фамилия
	_____	_____
	личная подпись	инициалы, фамилия