

**„ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ»
(ФГБУ «ВНИИМС»)**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по производственной метрологии
ФГБУ «ВНИИМС»


А.Е. Коломин
«28» февраля 2024 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Объем природного газа, приведенный к стандартным условиям.
Методика измерений при расчете баланса реверсивных потоков.**

Москва
2024 г.

РАЗРАБОТАНА	Федеральным государственным бюджетным учреждением «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
	ООО НПО «Турбулентность-ДОН»
ИСПОЛНИТЕЛИ:	от ФГБУ «ВНИИМС» Д.В. Чекулаев
	от ООО НПО «Турбулентность-ДОН» И.В. Хозуян Р.В. Дворяшин Изменение № 1 В.А. Чурсин
УТВЕРЖДЕНА	ФГБУ «ВНИИМС» «07» февраля 2022 г.
	Изменение №1 утверждено ФГБУ «ВНИИМС» «28» февраля 2024 г.
АТТЕСТОВАНА	ФГБУ «ВНИИМС» Свидетельство об аттестации методики измерений № 208-05/RA.RU.311787/2022 от 07.02.2022
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	ФГБУ «ВНИИМС» Регистрационный код методики измерений ФР.1.29.2022.42362
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, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
4 ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ	5
5 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА	5
6 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ	6
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	7
8 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ	7
9 ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ	7
10 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ	7
11 ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ	8
12 ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	8
13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	8
14 ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ	8
15 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	9
16 ПРОВЕРКА РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ	10
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ФОРМА АКТА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ	11
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. РАСЧЕТ ДИАПАЗОНОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ПРЕДЕЛОВ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ	13

1 Назначение и область применения

1.1 Настоящая инструкция устанавливает методику измерений объема природного газа (далее – газ или измеряемая среда), приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939, для расчета баланса реверсивных потоков (разности результатов измерений объема природного газа в прямом и обратном направлении), в том числе на АГНКС.

1.2 Инструкция разработана с учетом требований постановления Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», 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 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 8.741-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

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

ГОСТ Р 53762-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ Р 53763-2009 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 8.611-2013 ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

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

3 Термины, определения и сокращения

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

3.2 Сокращения

В настоящей инструкции приняты следующие сокращения:

АГНКС - автомобильная газонаполнительная компрессорная станция;

ИТ - измерительный трубопровод;

СИ - средство(а) измерений;

ФИФОЕИ - Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

3.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

4 Показатели точности измерений

4.1 Пределы относительной погрешности определения разности результатов измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, для расчета баланса реверсивных потоков, в т.ч. на АГНКС в диапазоне расхода от 1,2 до 314180 м³/ч составляют:

- для исполнения Г расходомеров:
в диапазоне объемного расхода при рабочих условиях $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max} \pm 1,8\%$;
в диапазоне объемного расхода при рабочих условиях $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$ (но не более 150 м³/ч при стандартных условиях) $\pm 3,2\%$;
- для исполнения В расходомеров $\pm 1,8\%$;
- для исполнения Б расходомеров $\pm 1,2\%$;
- для исполнения А расходомеров:
в диапазоне объемного расхода при рабочих условиях $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max} \pm 0,9\%$;
в диапазоне объемного расхода при рабочих условиях $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max} \pm 1,2\%$
при доверительной вероятности 95 %.

5 Средства измерений, вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют следующие СИ и вспомогательные устройства.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

5.1 Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые Turbo Flow UFG модификации Turbo Flow UFG-F, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 56432-14, (далее – расходомеры) со следующими характеристиками:

- номинальный диаметр от DN 50 до DN 150;
- диапазон измерений расхода газа при рабочих условиях от 1,4 до 2400 м³/ч;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема измеряемой среды в рабочих условиях для комбинаций пар приемопередатчиков в диапазоне расходов:

	$Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$	$0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$
исполнение Г - 2 пары приемопередатчиков, %	$\pm 2,0/2,2^*$	$\pm 1,0/1,2^*$
исполнение В - 2, 4, 6, 8 пар приемопередатчиков, %	$\pm 1,0/1,2^*$	
исполнение Б - 4, 6, 8 пар приемопередатчиков, %	$\pm 0,5/0,7^*$	
исполнение А - 4, 6, 8 пар приемопередатчиков (по специальному заказу), %	$\pm 0,5/0,7^*$	$\pm 0,3/0,5^*$
* погрешность в зависимости от метода проведения поверки – проливной / имитационный (первичный имитационный и/или периодический имитационный при условии первичной поверки проливным методом)		

- диапазон измерений температуры газа:
для исполнения М от -30 до +70 °С;
для исполнения Х от -50 до +70 °С;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm(0,15 + 0,002 \cdot |t|)$ °С, где t – измеренное значение температуры газа;
- диапазон измерений абсолютного давления измеряемой среды от 0,1 до 25,0 МПа;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления $\pm(0,1 + 0,01P_{\max}/P)$ %, где P – измеренное значение абсолютного давления;
- рабочий диапазон измерений давления, от 10 % до 100 % ВПИ
- пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям $\pm 0,01\%$.

5.2 Оборудование для отбора проб по ГОСТ 31370

5.3 СИ и вспомогательные устройства, используемые в лаборатории для определения компонентного состава по ГОСТ 31371.7

5.4 Все средства измерений, применяемые при измерениях объема природного газа при стандартных условиях, должны быть поверены, иметь действующие свидетельства о поверке и/или отметку о поверке в эксплуатационной документации и/или иметь запись о поверке в ФИФОЕИ.

6 Метод измерений

6.1 Измерение объема газа, приведенного к стандартным условиям, в прямом и обратном направлении проводят косвенным методом, основанном на измерении объема, температуры и абсолютного давления газа при рабочих условиях и приведении объема газа к стандартным условиям в соответствии с уравнением измерений

$$V_c = \int q \cdot \frac{T_c \cdot P}{T \cdot P_c} \cdot \frac{1}{K} \cdot d\tau, \quad (1)$$

где P – абсолютное давление газа;

P_c – абсолютное давление газа при стандартных условиях, МПа;

T – термодинамическая температура газа, К;

T_c – термодинамическая температура газа при стандартных условиях, К;

K – коэффициент сжимаемости природного газа;

q – объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч;

τ – интервал времени измерений, ч

6.2 Измерение объема газа при рабочих условиях счетчиком газа осуществляется расходомером-счетчиком газа ультразвуковым Turbo Flow UFG. Принцип действия расходомера основан на зависимости времени прохождения ультразвукового импульса от направления движения сигнала относительно потока измеряемой среды. Время прохождения ультразвукового импульса по ходу потока уменьшается, в то время как время прохождения ультразвукового импульса навстречу потоку, увеличивается. Разность времени прохождения ультразвукового импульса зависит от скорости потока измеряемой среды, а, следовательно, и от объемного расхода газа.

6.3 Измерения температуры и абсолютного давления газа проводится при помощи преобразователей температуры и давления, входящих в состав расходомера.

6.4 Измерение компонентного состава природного газа производится лабораторным методом и вносится в вычислитель расхода расходомера.

6.5 Обработка входных сигналов по каналам расхода, давления и температуры и вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в прямом и обратном направлении проводится по стандартизованным алгоритмам с учетом введенных физико-химических и теплофизических параметров измеряемой среды в реальном масштабе времени в автоматическом режиме при помощи вычислителя расхода расходомера-счетчика.

6.6 Коэффициент сжимаемости газа рассчитывается по измеренным значениям температуры и абсолютного давления газа и введенной в расходомер информации о компонентном составе газа по ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3.

6.7 Вычисление разности измеренных значений объема газа в прямом и обратном направлении при расчете баланса реверсивных потоков, в том числе и на АГНКС проводится по формуле 2 в реальном масштабе времени в автоматическом режиме при помощи вычислителя расхода расходомера, данные сохраняются в архиве и доступны для считывания/распечатки.

$$V_{\text{разн}} = V_1 - V_2, \quad (2)$$

где V_1 – измеренное значение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в прямом направлении, м^3 ;

V_2 – измеренное значение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в обратном направлении, м^3 .

7 Требования безопасности, охраны окружающей среды

7.1. Монтаж средств измерений и выполнение измерений проводят в соответствии с требованиями следующих документов:

- Правила безопасности труда, действующие на объекте;
- Правила безопасности при эксплуатации средств измерений;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Федеральный закон № 7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды».

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 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 Требования к монтажу

9.1 Требования к монтажу расходомера-счетчика газа ультразвукового Turbo Flow UFG.

9.1.1 Монтаж расходомера проводят в соответствии с требованиями рекомендаций по монтажу и эксплуатации на расходомер. Длина прямолинейных участков измерительного трубопровода должны соответствовать требованиям ТУАС.407252.001 РЭ.

9.1.2 Значения внутреннего диаметра прямолинейных участков измерительного трубопровода в месте установки расходомера регламентирована в ТУАС.407252.001 РЭ.

9.2 Требование к монтажу преобразователя абсолютного давления.

9.2.1 Преобразователь абсолютного давления должен быть установлен в корпусе расходомера.

9.3 Требование к монтажу преобразователя температуры.

9.3.1 Температуру газа измеряют на прямолинейном участке измерительного трубопровода до или после расходомера. Расстояние от корпуса УПР до преобразователя температуры должно быть не менее $2D_n$ и не более $15D_n$ в соответствии с требованиями ТУАС.407252.001РЭ.

9.3.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

10 Условия проведения измерений

10.1 Измеряемая среда

10.1.1 Измеряемая среда - природный газ, соответствующий по составу требованиям ГОСТ 30319.3.

10.1.2 Параметры измеряемой среды приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры измеряемой среды

№ п/п	Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение
1	Температура газа, °С	-23,15	+70
2	Абсолютное давление газа, МПа	0,1	7,5
3	Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,680	0,750

10.2 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- диапазон температур окружающего воздуха для исполнения М – от минус 30 до плюс 70 °С; для исполнения Х – от минус 60 до плюс 70 °С;
- атмосферное давление – от 84 до 106,7 кПа;
- измеряемая среда должна быть однофазной.

10.3 Соотношение измеренных значений объема газа в прямом и обратном направлении за отчетный период (сутки или месяц) должно составлять не менее 5:1.

10.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

10.4 Условия эксплуатации средств измерений должны соответствовать требованиям, указанным в их эксплуатационной документации.

10.5 Средства измерений, применяемые при измерениях объема природного газа при стандартных условиях, должны быть смонтированы в соответствии с требованиями раздела 9.

10.6 При определении физико-химических свойств газа соблюдают требования, приведенные в ГОСТ 31370.

11 Подготовка к выполнению измерений

11.1 Перед проведением измерений проводят следующие работы:

- проверяют наличие паспортов применяемых средств измерений и руководств по эксплуатации (технических описаний) на СИ, входящих в состав узла учета;
- проверяют соответствие монтажа средств измерений требованиям раздела 9;
- проверяют техническое состояние трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования, отсутствие утечек и механических повреждений;
- проверяют целостность пломб и клейм на компонентах узла учета;
- проверяют правильность используемых вычислителем расхода параметров констант и правильность введения физических свойств измеряемого газа;
- проверяют соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 10 настоящего документа. Эту проверку проводят не реже одного раза в год.

11.2 После проведенной проверки все средства измерений приводят в рабочее состояние, измерительный трубопровод подключают к источнику измеряемого газа, проверяют герметичность соединений всех узлов.

12 Выполнение измерений и обработка результатов измерений

12.1 Измерения и обработка результатов измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, проводятся в автоматическом режиме.

12.2 Ввод информации о компонентном составе природного газа в вычислитель расхода расходомера производится ручным способом на основании данных, измеренных в лаборатории хроматографом.

13 Оформление результатов измерений

13.1 Результаты измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, регистрируются в автоматическом режиме и сохраняются в архивах вычислителя расхода.

14 Оценка погрешности измерений

14.1 Погрешность измерений объема природного газа, приведенного к стандартным

условиям, в каждом направлении вычисляют по формуле 3:

$$\delta_{Vc} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{m}^2 + \delta_T^2 + \delta_p^2 + \delta_v^2 + \delta_K^2}, \quad (3)$$

где δ_m – относительная погрешность измерений расхода в рабочих условиях, %;

δ_T – относительная погрешность измерений температуры газа, %;

δ_p – относительная погрешность измерений абсолютного давления газа, %;

δ_v – относительная погрешность вычислений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, %;

δ_K – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, %.

14.2 Относительную погрешность измерений температуры газа вычисляют по формуле 4:

$$\delta_T = \pm \frac{\Delta T}{273,15 + T} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где T – измеренная температура газа, °C;

ΔT – абсолютная погрешность измерений температуры газа, °C.

14.3 Относительную погрешность определения коэффициента сжимаемости газа вычисляют по алгоритмам ГОСТ 30319.2.

14.4 Относительную погрешность измерений разности значений объема газа в прямом и обратном направлении при расчете баланса реверсивных потоков в т.ч. на АГНКС рассчитывают по формуле 5:

$$\delta_{разн} = \pm \sqrt{\frac{\delta_1^2 + (K \delta_2)^2}{(1 - K)^2}}, \quad (5)$$

где

δ_1 – относительная погрешность измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в прямом направлении, %;

δ_2 – относительная погрешность измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в обратном направлении, %.

Коэффициент K рассчитывают по формуле 6. Коэффициент K не должен превышать 0,2.

$$K = \frac{V_2}{V_1}, \quad (6)$$

где V_1 – измеренное значение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в прямом направлении, м³;

V_2 – измеренное значение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в обратном направлении, м³.

15 Контроль точности результатов измерений

15.1 В процессе эксплуатации СИ подлежат поверке в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и

содержанию свидетельства о поверке».

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

15.3 СИ, применяемые для измерения и вычисления расхода и объема газа должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

15.4 При отклонении текущих значений плотности газа, рассчитанных на основе данных, полученных из лаборатории, более чем на $0,002 \text{ кг/м}^3$ от значений, введенных в вычислитель расхода расходомера, необходимо внесение (корректировка) текущих данных.

16 Проверка реализации методики измерений

16.1 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 (в том числе, после замены хотя бы одного из средств измерений, входящих в комплект узла учета).

16.2 При проведении проверки реализации методики измерений устанавливают:

- наличие паспортов, руководств по эксплуатации (технических описаний) СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 10;
- соответствие монтажа СИ требованиям эксплуатационной документации и раздела 9;
- диапазоны измерений объема природного газа при стандартных условиях в соответствии с разделом 10;
- наличие акта измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода, составленного по форме, приведенной в ГОСТ 8.611.
- наличие акта внедрения в практику своей деятельности аттестованной методики измерений, регламентированной в ГОСТ 31371.7, согласно пункту 5 «Порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения», утвержденного приказом Минпромторга России от 15 декабря 2015 г. № 4091.

16.3 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 А.

16.4 Проведение измерение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, без наличия положительного акта проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований настоящей методики измерений при проведении взаиморасчетов за поставленный газ не допускается.

Начальник отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»

Инженер 2-й категории отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»

Начальник отдела метрологии и сертификации
ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

Б.А. Иполитов

Д.В. Чекулаев

В.А. Чурсин

Форма акта проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований

Форма акта проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований _____

наименование организации, проводящей проверку

АКТ
проверки состояния и применения средств измерений и
соблюдения требований _____

от «__» _____ 20__ г.

На _____

наименование проверяемого объекта

Адрес: _____

Основание: ввод в эксплуатацию/реконструкция

1 Перечень средств измерений: _____

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 в стандартных условиях

указываются диапазоны изменения параметров окружающей и измеряемой среды

4 Соответствие характеристик средств измерений установленным техническим требованиям и требованиям _____: (не)соответствуют в полном объеме,

(не)поверены в установленном порядке

наименования СИ, дата поверки

перечислить средства измерений и указать: поверен / не поверен

5 Пределы относительной погрешности измерений объема газа:

6 Результаты проверки соблюдения требований _____:

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие	
		Да	Нет
6.1 Правильность монтажа средств измерений, вспомогательного оборудования, измерительного трубопровода	_____, техническая документация		
6.2 Алгоритм обработки результатов измерений (при отсутствии вычислителя)	_____, 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: Выполнение измерений объема газа (не)соответствует требованиям нормативной и технической документации, расходомер признан (не)пригодным для измерений объема газа и (не)допущен к применению при проведении взаиморасчетов за поставленный газ.

Представители:

Поставщик

Потребитель

личная подпись

инициалы, фамилия

личная подпись

инициалы, фамилия

личная подпись

инициалы, фамилия

Расчет диапазонов измерений и пределов относительной погрешности измерений объема природного газа при стандартных условиях при применении методики измерений

1 Проверка соответствия диапазонов измерений применяемых средств измерений диапазонам изменений контролируемых параметров:

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Диапазон изменений контролируемого параметра
Температура природного газа, °C	от -30 (-50) до +70	от -23,15 до +70
Абсолютное давление природного газа, МПа	от 0,1 до 7,5	от 0,1 до 7,5
Объемный расход природного газа при рабочих условиях, м³/ч	от 1,4 до 2400	от 1,4 до 2400

Диапазоны измерений применяемых средств измерений соответствуют диапазонам изменений контролируемых параметров.

2 Расчет диапазонов измерений объема газа при стандартных условиях:

Объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч	Абсолютное давление газа, МПа	Термодинамическая температура газа, К	Плотность при стандартных условиях, кг/м³	Объемный расход газа при рабочих условиях, м³/ч
1,4	0,1	343,15	0,680	1,2
2400	7,5	250,0	0,750	314180

3 Расчет пределов относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях.

3.1 Пределы относительной погрешности измерений объема газа в рабочих условиях расходомером-счетчиком газа ультразвуковым Turbo Flow UFG составляют:

- для исполнения Г $\pm 1,2$ % в диапазоне $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$, $\pm 2,2$ % в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$;

- для исполнения В $\pm 1,2$ %;

- для исполнения Б $\pm 0,7$ %;

- для исполнения А $\pm 0,5$ % в диапазоне $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$, $\pm 0,7$ % в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$.

3.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры газа:

$$\Delta T = \pm (0,15 + 0,002 \cdot 70) = \pm 0,29 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

3.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры газа:

$$\delta_T = \pm \frac{0,29}{273,15 + 70} \cdot 100 \% = \pm 0,085 \%$$

3.4 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления:

$$\delta_p = \pm(0,1 + 0,01 \frac{1}{0,1})\% = \pm 0,2\%$$

3.5 Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, составляют $\pm 0,01\%$.

3.6 Пределы относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости природного газа по ГОСТ 30319.3 составляют $\pm 0,17\%$.

3.7 Пределы относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях:

- для исполнения Г
в диапазоне $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{1,2^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 1,4\%$$

в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$ (не более $20000 \text{ м}^3/\text{ч}$ при стандартных условиях)

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{2,2^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 2,5\%$$

- для исполнения В

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{1,2^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 1,4\%$$

- для исполнения Б

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{0,7^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 0,9\%$$

- для исполнения А
в диапазоне $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{0,5^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 0,7\%$$

в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$

$$\delta_{V_c} = \pm 1,1 \sqrt{0,7^2 + 0,085^2 + 0,2^2 + 0,01^2 + 0,17^2} = \pm 0,9\%$$

3.8 Пределы относительной погрешности измерений разности значений объема газа в прямом и обратном направлении при соотношении измеренных значений объема газа в прямом и обратном направлении не менее 5:1:

- для исполнения Г
в диапазоне $0,01Q_{\max} \leq Q < Q_{\max}$

$$\delta_{\text{раз}} = \pm \sqrt{\frac{1,4^2 + 0,28^2}{0,8^2}} = \pm 1,8\%$$

в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,01Q_{\max}$ (не более $150 \text{ м}^3/\text{ч}$ при стандартных условиях)

$$\delta_{\text{раз}} = \pm \sqrt{\frac{2,5^2 + 0,5^2}{0,8^2}} = \pm 3,2\%$$

- для исполнения В

$$\delta_{разн} = \pm \sqrt{\frac{1,4^2 + 0,28^2}{0,8^2}} = \pm 1,8\%$$

- для исполнения Б

$$\delta_{разн} = \pm \sqrt{\frac{0,9^2 + 0,18^2}{0,8^2}} = \pm 1,2\%$$

- для исполнения А

в диапазоне $0,01 Q_{max} \leq Q < Q_{max}$

$$\delta_{разн} = \pm \sqrt{\frac{0,7^2 + 0,14^2}{0,8^2}} = \pm 0,9\%$$

в диапазоне $Q_{min} \leq Q < 0,01 Q_{max}$

$$\delta_{разн} = \pm \sqrt{\frac{0,9^2 + 0,18^2}{0,8^2}} = \pm 1,2\%$$

Выводы:

Пределы относительной погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в диапазоне расходов от 1,2 до 314180 м³/ч составляют:

- для исполнения Г

в диапазоне $0,01 Q_{max} \leq Q < Q_{max} \pm 1,4\%$

в диапазоне $Q_{min} \leq Q < 0,01 Q_{max}$ (не более 20000 м³/ч при стандартных условиях) $\pm 2,5\%$

- для исполнения В $\pm 1,4\%$

- для исполнения Б $\pm 0,9\%$

- для исполнения А

в диапазоне $0,01 Q_{max} \leq Q < Q_{max} \pm 0,7\%$

в диапазоне $Q_{min} \leq Q < 0,01 Q_{max} \pm 0,9\%$

при доверительной вероятности 95 %.

Пределы относительной погрешности определения разности результатов измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в прямом и обратном направлении в диапазоне расходов от 1,2 до 314180 м³/ч составляют:

- для исполнения Г

в диапазоне $0,01 Q_{max} \leq Q < Q_{max} \pm 1,8\%$

в диапазоне $Q_{min} \leq Q < 0,01 Q_{max}$ (не более 150 м³/ч при стандартных условиях) $\pm 3,2\%$

- для исполнения В $\pm 1,8\%$

- для исполнения Б $\pm 1,2\%$

- для исполнения А

в диапазоне $0,01 Q_{max} \leq Q < Q_{max} \pm 0,9\%$

в диапазоне $Q_{min} \leq Q < 0,01 Q_{max} \pm 1,2\%$

при доверительной вероятности 95 %.

Диапазоны измерений расходомера обеспечивает измерение контролируемых параметров во всем диапазоне их изменений. Относительная погрешность измерений объема газа при стандартных условиях соответствует требованиям Правительства РФ от 16 ноября 2020 г. № 1847 и ГОСТ Р 8,741.

Приложение Б (Измененная редакция, Изм. № 1)