

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

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

СОГЛАСОВАНО

Директор
ООО МЦ «КИТ»



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Расход и объем свободного нефтяного (попутного) газа.

Методика измерений
при помощи расходомеров Turbo Flow серии TFG

ФР.1.29.2010. 06902

Москва
2010

Предисловие

РАЗРАБОТАНА	ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Б.М. Беляев, А.М. Шаронов
УТВЕРЖДЕНА	ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС» «17» февраля 2010 г.
АТТЕСТОВАНА	ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС» «17» февраля 2010 г. свидетельство об аттестации методики измерений № 208/6-10

Содержание

1. Требования к погрешности измерений.....	1
2. Средства измерений, вспомогательные устройства и требования к их установке.....	1
3. Метод измерений	3
4. Требования безопасности, охраны окружающей среды.....	3
5. Требования к квалификации операторов.....	3
6. Условия выполнения измерений.....	3
7. Подготовка к выполнению измерений и их выполнение.....	4
8. Обработка результатов измерений.....	4
9. Определение погрешности	
10. Контроль точности результатов измерений.....	4
11. Корректировка показаний вычислительного блока.....	5
Приложение А Рисунок 1, 2, 3.....	6
Приложение Б (справочное) Расчет погрешностей измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.....	8

Настоящая инструкция устанавливает методику выполнения измерений объема свободно-го нефтяного (попутного) газа при стандартных условиях (далее – газа) при помощи расходомеров Turbo Flow серии TFG (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 39092-08).

Расходомеры Turbo Flow серии TFG (далее – расходомеры), предназначены для измерений объемного расхода газа транспортируемого по трубопроводам при добыче и переработке нефтепродуктов. Расходомеры используются для работы в составе автоматизированных систем коммерческого и технологического учета газа на факельных и технологических линиях.

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

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

1. Требования к погрешности измерений

В зависимости от способа установки преобразователя потока пределы допускаемой относительной погрешности измерений по данной методике измерений, при измерении объема газа при стандартных условиях, составляют:

при измерении внутреннего диаметра измерительного трубопровода $\pm 1,0\%$

при измерении внешнего периметра измерительного трубопровода $\pm 1,1\%$

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

2.1. Расходомеры состоят из расходомерного шкафа (далее – РШ) и преобразователя потока (далее – ПП).

РШ представляет собой монолитный блок со съемной передней панелью, состоящий из набора плат и может выполнять следующие функции:

- архивирование в энергонезависимой памяти и вывод на ЖКИ результаты измерений, вычислений (расхода, температуры и давления) и параметров функционирования;
- передача архивной информации и параметров настройки на принтер, ПК или устройство передачи данных (модем, контролер, и т.п.) по интерфейсу RS-232 или RS-485;
- разделения и ограничения напряжения и тока в искробезопасных цепях;
- блока питания от промышленной сети 220 В ($\pm 10\%$), 50 Гц (± 1 Гц);
- блока бесперебойного питания – от 12 до 18 В.

Конструкция РШ предусматривает отсутствие кнопочного поля и экрана ЖКИ и может использоваться как источник питания ПП (12 – 18 В) от сети 220 В ($\pm 10\%$), 50 Гц (± 1 Гц) без дополнительных функций.

ПП представляет собой аналогово-цифровой преобразователь в комплекте с платиновым термометром сопротивления и вычислительным блоком и выполняет следующие функции:

- измерение и вычисления параметров расхода, температуры и давления измеряемой среды;
- приведение измеренных параметров расхода к стандартным условиям по установленным алгоритмам расчета;
- архивирование в энергонезависимой памяти и вывод на ЖКИ результаты измерений, вычислений (расхода, температуры и давления) и параметров функционирования;

- передача архивной информации и параметров настройки на ПШ, принтер, ПК или устройство передачи данных (модем, контролер, и т.п.) по интерфейсу RS-232 или RS-485.

ПП содержит блок датчиков, где в качестве первичного преобразователя скорости газового потока используется термоанемометр постоянной температуры, а в качестве первичного преобразователя температуры газового потока используется термометр сопротивления.

ПП расходомеров, имеет следующие варианты исполнения:

исполнение А, предназначено для установки в измерительные трубопроводы диаметром от 50 до 100 мм и давлением до 1,6 МПа;

исполнение В, предназначено для установки в измерительные трубопроводы диаметром от 100 до 1300 мм и давлением до 1,6 МПа;

исполнение С, предназначено для установки в измерительные трубопроводы диаметром от 100 до 1300 мм и давлением до 10,0 МПа.

2.2. Монтаж расходомеров проводят в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации TFG.00.00.000 РЭ.

2.2.1. Требования к длинам прямых участков линий до и после измерительного сечения.

Таблица 1

Тип местного сопротивления	Длина, Ду
Колено или тройник.	20
Два или более колен в одной плоскости.	25
Два или более колен в разных плоскостях.	50
Полностью открытая задвижка	30
Конфузор	20
Диффузор	20

При применении выпрямителя потока прямой участок перед измерительным сечением определяется характеристиками применяемого выпрямителя потока.

Расстояние от измерительного сечения до конца прямого участка в любом случае не менее $5D_y$.

2.3. Диапазон измерений скорости газового потока от 0,22 до 55 м/с, диапазон измерений объемного расхода в рабочих условиях от 1,5 до 270400 м³/ч, диаметры условного прохода D_y от 50 до 1300 мм, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой скорости потока $\pm 1,0\%$.

2.4. В качестве первичного измерительного преобразователя температуры рабочей среды используется платиновый тонкопленочный термометр сопротивления. Диапазон измерения температуры от -50°C до $+150^\circ\text{C}$. Пределы абсолютной погрешности при измерении температуры газа $\pm 0,15^\circ\text{C}$.

2.5. В расходомере предусмотрена возможность подключения преобразователя давления, имеющего выходной сигнал 4-20 мА по двухпроводной линии..

Абсолютное давление газа определяется по формуле:

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

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.

2.6. Пределы абсолютной погрешности при измерении времени $\pm 5\text{с}$ за 24 ч.

2.7. Расходомеры обеспечивают индикацию следующих значений параметров:

- текущего расхода газа;

- суммарного объема газа за предыдущие и текущие сутки;
- суммарного объема газа с момента включения расходомера;
- суммарного объема газа за предыдущий и текущий месяц;
- температуры газа;
- давления газа;
- времени наработки;
- времени простоя;
- даты и текущего времени.

Расходомеры обеспечивают хранение в памяти и вывод на печать среднечасовых и среднесуточных значений параметров расхода газа за 12 предыдущих месяцев.

3. Метод измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении скорости потока газа в одной точке поперечного сечения трубопровода. В качестве чувствительных элементов в расходомере применяется тонкопленочные платиновые термометры сопротивления. Аналого-цифровая система в режиме реального времени поддерживает постоянную разницу температур между нагреваемым термосопротивлением и измеряющим температуру газа. Мощность, необходимая для поддержания постоянной разницы температур, пропорциональна скорости потока газа. Скорость потока оценивают по значению рассеиваемой тепловой мощности термоанемометра, теплофизическим свойствам газа, размерам первичного преобразователя и параметрам среды.

Расход газа при стандартных условиях рассчитывается следующим образом:

3.1 Рассчитывается число Нуссельта характеризующее интенсивность теплообмена между термоанемометрическим датчиком и измеряемой средой:

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

где W - мощность, Вт

S_d - площадь датчика- (константа) $S_d=1.332e-5$, м²

Lg – общая теплопроводность смеси.

d - характерный размер чувствительного элемента.

3.2 Корректируется число Nu к 20°C.

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

3.3 Рассчитывается число Рейнольдса

$$Re(Nu) = a1j * Nu^2 + a2j * Nu + a3j \quad (4)$$

3.4 Определить по числу Re рабочий диапазон j

$j=1$ при $Re \leq Re_{gr1}$,

$j=2$ при $Re_{gr1} < Re \leq Re_{gr2}$,

$j=3$ при $Re > Re_{gr2}$,

где Re_{gr1} Re_{gr3} – граничные значения диапазонов.

Произвести расчет Re в соответствии с коэффициентами определенного диапазона j .

3.5 Вычисляется массовая скорость потока

$$Vm = \frac{Fg}{d} * Re \quad (5)$$

Где F_g – общая вязкость смеси.

3.6 Вычисляется площадь сечения трубопровода

$$S = \pi * D_y^2 / 4 \quad (6)$$

Где D_y – диаметр трубопровода, м.

3.7 Вычисляется мгновенное значение расхода

$$Q_m = \frac{V_m * S}{\rho_g} \quad (7)$$

ρ_g - плотность газа при стандартных условиях (кг/м³)

3.8 Вычисляется расход газа в час

$$Q_{мЗ/ч} = Q_m * 3600 \quad (8)$$

4. Требования безопасности, охраны окружающей среды

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

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- ПБ 08-624-03 Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности;
- ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления;
- Федеральным законом «Об охране окружающей среды № 7-ФЗ от 10.01.2002 г.

и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

5. Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 3-го разряда, обученных работе с расходомерами, сдавших экзамен по технике безопасности и ознакомленных с руководством по эксплуатации и настоящей методике измерений. Оператор должен знать технологическую схему, назначение всех средств измерений и устройств.

6. Условия выполнения измерений

6.1. При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

для преобразователя потока:

- диапазон температур окружающего воздуха – от минус 50 до 70°C;
- относительная влажность до 95 % без конденсации влаги;

для расходомерного шкафа:

- диапазон температур окружающего воздуха – от 5 до 50°C;
- относительная влажность до 90 % без конденсации влаги;
- диапазон измерений расхода в рабочих условиях в соответствии с паспортом расходомера;
- атмосферное давление - 101,3 ± 4,0 кПа;

6.2. Параметры измеряемого газа:

- температура – от минус 50 до плюс 70°C;
- абсолютное давление – от 0,1 до 10 МПа.

Компонентный состав газа приведен в таблице 2.

Таблица 2

Компонент	Объемная доля в %
Метан	60..100
Этан	0..12
Пропан	0..6
Бутаны	0..4
Пентаны	0..4
Азот	0..16
Диоксид углерода	0..16
Сероводород	0..1
Плотность	От 0,67 и выше

6.3. 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.

6.4. Требования к измерительному трубопроводу:

- площадь измерительного сечения в течении всего периода измерений должна оставаться постоянной;
- на стенках трубы не должно быть отложений и наростов измеряемой среды или продуктов коррозии.

7. Подготовка к выполнению измерений и их выполнение

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

7.2. Перед проведением измерений проверяют:

- наличие паспортов применяемых средств измерений и технического описания или инструкции по эксплуатации 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 вычислительным блоком констант и правильность введения физических свойств измеряемого газа;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 6 настоящего документа. Эту проверку проводят не реже одного раза в месяц.

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

8. Обработка результатов измерений

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

$$V, \delta \text{ ик}$$

где V – объем газа, м^3 ;

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

8.2. Обработку результатов измерений проводят при помощи вычислительного блока. При автоматической регистрации измеренных параметров преобразователем потока и с учетом условно-постоянных параметров состава газа и диаметра трубопровода, введенных в вычислительный блок, определяется объем газа при стандартных условиях.

9. Определение погрешности

9.1. Относительную погрешность измерений объема газа при стандартных условиях, вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{Q_c}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (9)$$

где δ_{τ} – погрешность измерений времени;

δ_{Q_c} – погрешность измерений расхода в стандартных условиях.

9.2. При установке первичного преобразователя в точке средней скорости погрешность измерения расхода складывается из погрешности измерения местной скорости и погрешности определения площади измерительного сечения.

$$\delta_{Q_c} = \sqrt{\delta_s^2 + \delta_v^2}, \quad (10)$$

где δ_s – погрешность измерений площади измерительного сечения;

δ_v – погрешность измерений местной скорости потока.

Алгоритм корректировки показаний вычислительного блока в зависимости от систематической погрешности измерений расхода, связанной с изменением состава газа и плотности при стандартных условиях, приведен в разделе 11 настоящей инструкции.

9.3. Погрешность определения площади измерительного сечения зависит от применяемых метода и средств измерений, При непосредственном измерении внутреннего диаметра трубы относительную погрешность измерения площади измерительного сечения вычисляют по формуле

$$\delta_s = 2 \frac{\Delta D}{D} \cdot 100\% \quad (11)$$

где ΔD – абсолютная погрешность при измерении диаметра, м;

D – внутренний диаметр трубопровода.

При измерении наружного периметра трубы и толщины стенки, относительная погрешность измерения площади измерительного сечения вычисляют по формуле

$$\delta_s = \frac{2}{D - 2h} \sqrt{\Delta D^2 + (2\Delta h)^2} \cdot 100\% \quad (12)$$

где h – толщина стенки трубы, м;

Δh – абсолютная погрешность при измерении толщины стенки, м;

10. Контроль точности результатов измерений

10.1. В процессе эксплуатации СИ подлежат поверке в соответствии ПР 50.2.006.

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

10.3. СИ, применяемые для измерения и вычисления расхода и объема газа, должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями технической документации. Техническое обслуживание расходомера должно проводиться в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя с учетом условий эксплуатации.

10.4 При вводе в эксплуатацию и после реконструкции узла учета проверяют:

- наличие описаний и руководства по эксплуатации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 6;
- соответствие монтажа СИ требованиям эксплуатационной документации и раздела 2.
- наличие Акта измерений внутреннего диаметра измерительного сечения.

10.5 По результатам проверки составляют акт в котором должны быть указаны:

- место установки преобразователя потока;
- заводские номера РШ и ПП;
- условия проведения измерений;
- диаметр измерительного сечения;
- диапазоны измерений объема природного газа при стандартных условиях;
- пределы относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях.

11. Корректировка показаний вычислительного блока

Если относительное отклонение плотности газа при стандартных условиях за период измерений от значения, принятого за условно-постоянную величину превышает 0,5% и(или) относительное отклонение доли сероводорода от значения, принятого за условно-постоянную величину превышает 0,2%, то выполняют перерасчет объема газа при стандартных условиях V_c по следующему алгоритму:

12.1 В зависимости от плотности газа при стандартных условиях и содержания пропана, бутана, высших углеводородов и азота по рис. 1, 2 или 3 определяют систематическую погрешность результата измерений для каждого значения плотности.

При этом если за интервал времени измерений было проведено несколько измерений, то за значение плотности газа при стандартных условиях принимают ее среднее арифметическое значение.

12.1.1 Рассчитывают коэффициент K_1 по формуле:

$$K_1 = 1 + (\Delta_{\rho_{изм}} - \Delta_{\rho_в}), \quad (14)$$

где $\Delta_{\rho_{изм}}$ – значение систематической погрешности результата измерений для каждого значения плотности газа при стандартных условиях за интервал измерений по рисунку 1, 2 или 3.

$\Delta_{\rho_в}$ – значение систематической погрешности результата измерений для каждого значения плотности газа при стандартных условиях, рассчитанной вычислительным блоком.

12.1.2 Рассчитывают коэффициент K_2 по формуле:

$$K_2 = 1 - 0,35(S_{изм} - S_в), \quad (15)$$

где $S_{изм}$ – среднее арифметическое значение доли сероводорода за интервал измерений;
 S_B – значение доли сероводорода введенное в вычислительный блок..

12.3 Рассчитывают объем газа при стандартных условиях V_c по формуле:

$$V_c = \frac{K_1 K_2 \rho_g}{\rho_{изм}} V_c^* , \quad (16)$$

где V_c^* – показание вычислительного блока.

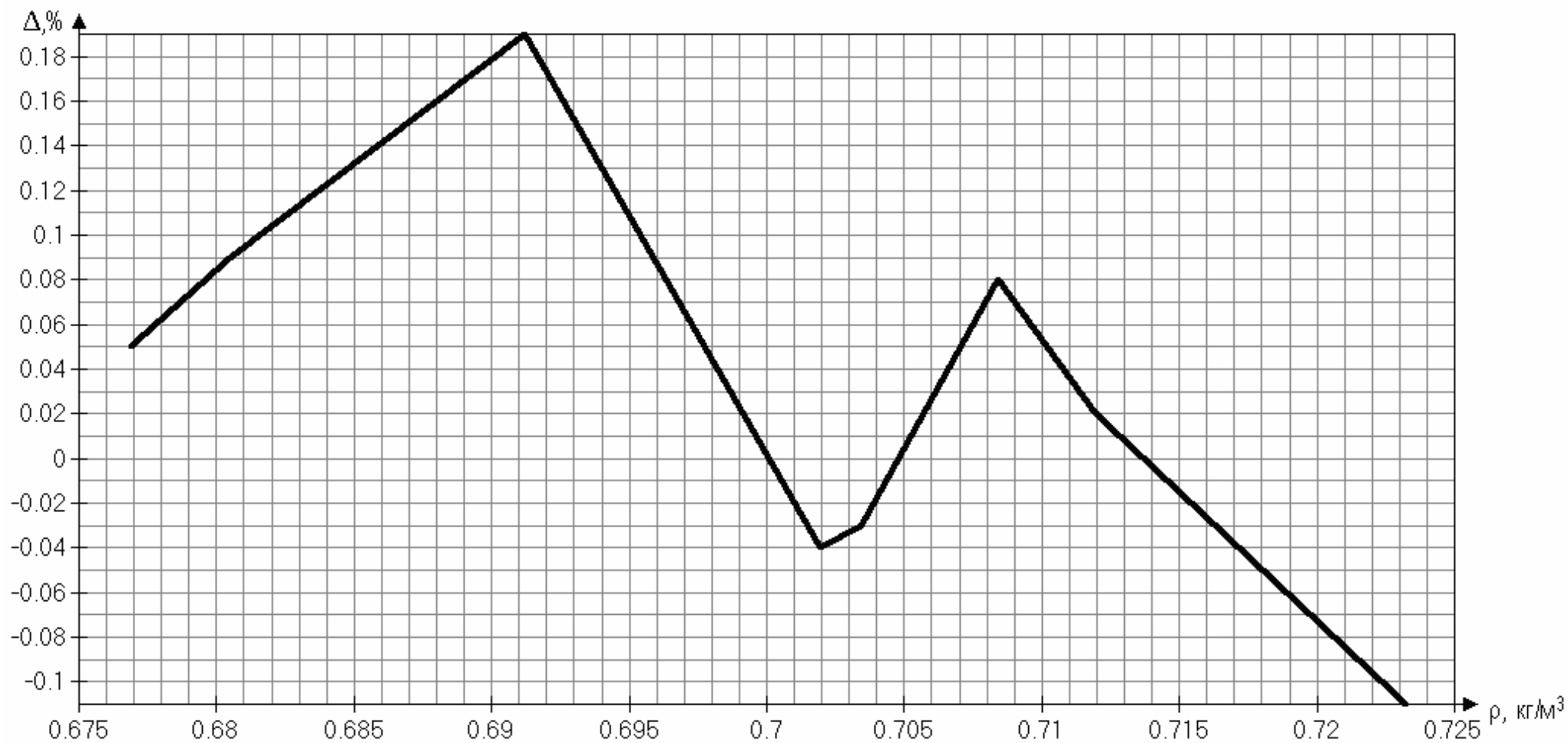


Рисунок 1. Коэффициент K_1 . Зависимость систематической погрешности измерений от плотности газа при стандартных условиях в диапазоне от 0,67 до 0,74 кг/м³ с содержанием пропана, бутана и высших углеводородов не более 2,5% каждого, азота не более 5%.



Рисунок 2. Коэффициент K_1 . Зависимость систематической погрешности измерений от плотности газа при стандартных условиях в диапазоне от $0,74 \text{ кг/м}^3$ с содержанием пропана, бутана и высших углеводородов не более 2,5% каждого, азота более 5%



Рисунок 2. Коэффициент K_1 . Зависимость систематической погрешности измерений от плотности газа при стандартных условиях в диапазоне от 0,74 кг/м³ с содержанием пропана, бутана и высших углеводородов более 2,5% каждого.

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

Б.1. При непосредственном измерении внутреннего диаметра трубы для измерения площади измерительного сечения используется нутромер микрометрический с ценой деления 0,01 мм. Диаметры трубопровода от 50 до 1300 мм.

$$\delta_s = 2 \frac{0,00001}{0,05} \cdot 100\% = 0,04\%$$

$$\delta_{Q_c} = \sqrt{0,04^2 + 1^2} = 1,0008 \%$$

Б.2 При измерении наружного периметра трубы и толщины стенки для измерения площади измерительного сечения используется рулетка 3 класса точности по ГОСТ 7502 и ультразвуковой толщиномер с погрешностью $\pm 0,01$ мм.

$$\delta_s = \frac{2}{0,108 - 2 \cdot 0,004} \sqrt{0,0001274^2 + (2 \cdot 0,00001)^2} \cdot 100\% = 0,258 \%$$

Б.3. Относительная погрешность преобразователя потока при измерении местной скорости $\pm 1,0\%$.

Б.5. Расчет пределов относительной погрешности измерений расхода газа при стандартных условиях:

$$\delta_{Q_c} = \sqrt{0,258^2 + 1^2} = 1,033$$

Б.5. Расчет пределов относительной погрешности измерений объема газа при стандартных условиях:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{1,033^2 + 0,01^2} = 1,033 \%$$

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт
метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)**

Государственный научный метрологический центр

**СВИДЕТЕЛЬСТВО № 208/6-10
об аттестации методики измерений**

Методика измерений объема свободного нефтяного (попутного) газа, приведенного к стандартным условиям при помощи расходомеров Turbo Flow серии TFG, разработанная ГНМЦ ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» и регламентированная в инструкции «ГСИ. Расход и объем свободного нефтяного (попутного) газа. Методика измерений при помощи расходомеров Turbo Flow серии TFG, аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

Аттестация осуществлена по результатам теоретических исследований.

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

- диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях от 1,5 до 270400 м³/ч;
- диапазон измерений скорости газового потока от 0,22 до 55 м/с;
- температура газа от минус 50 до плюс 70⁰С;
- абсолютное давление в трубопроводе от 0,1 до 10 МПа;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, составляют:
при измерении внутреннего диаметра измерительного трубопровода ±1,0%
при измерении внешнего периметра измерительного трубопровода ±1,1%

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

Начальник отдела 208

Б.М. Беляев



«17» февраля 2010 г.