

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП «ВНИИР»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель директора по развитию



А.С. Тайбинский

14 января 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров газа по объекту «Газопровод
высокого давления от ГРС-2 г. Елабуга (Центральная) до ПАО «НКНХ», ОАО
«ТАИФ-НК»**

Методика поверки

МП 1084-13-2020

Начальник отдела НИО-13

А.И. Горчев

Тел. (843)272-11-24

г. Казань
2020 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров природного газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Елабуга (Центральная) до ПАО «НКНХ», ОАО «ТАИФ-НК» (далее – СИКГ), изготовленную ООО НПП «ГКС», г. Казань и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

СИКГ предназначена для непрерывного автоматического измерения количества и параметров газа.

Для СИКГ установлена поэлементная поверка. Средства измерений (далее СИ), входящие в состав СИКГ, поверяются в соответствии с их методиками поверки, указанными в описаниях типа на СИ.

Погрешность определения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, рассчитываются по метрологическим характеристикам применяемых средств измерений температуры, давления, молярных долей компонентов газа и объемного расхода при рабочих условиях.

Интервал между поверками СИКГ - 2 года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
Внешний осмотр	6.1	+	+
Проверка выполнения функциональных возможностей системы измерений	6.2	+	+
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений	6.3	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.4	+	+
Оформление результатов поверки	7	+	+

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства:

- рабочий эталон единицы силы постоянного электрического тока 1 разряда в диапазоне значений от 4 до 20 мА в соответствии с ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091;
- рабочий эталон единицы частоты 4 разряда в диапазоне значений от 0,1 до 10000 Гц в соответствии с ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, диапазон измерений от 0 до 55 °С, цена деления 0,1 °С;
- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па;
- гигрометр психрометрический ВИТ, диапазон измерений относительной влажности от 30% до 80%, цена деления термометров 0,5 °С;
- другие эталоны, средства поверки, приведенные в методиках поверки средств измерений, входящих в состав СИКГ.

2.2 Применяемые при поверке СИ должны быть аттестованы в качестве эталонов, поверены и иметь действующие свидетельства об аттестации, свидетельства о поверке или знаки поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой системы измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

3.2 Управление оборудованием и СИ проводится лицами, прошедшими обучение и проверку знаний и допущенными к обслуживанию применяемого оборудования и СИ.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- измеряемая среда	природный газ
- температура окружающего воздуха, °С	от 10 до 30
- относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

4.2 Условия проведения поверки не должны выходить за рабочие условия эксплуатации комплекса измерительного и эталонных средств измерений.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации системы измерений (далее – РЭ) и нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав системы измерений.

5.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаки поверки применяемых в составе СИКГ СИ.

5.3 Все используемые СИ должны быть приведены в рабочее положение, заземлены и включены в соответствии с руководством по их эксплуатации.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие поверяемой системы измерений следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительных трубопроводов до и после преобразователей расхода газа ультразвуковых Daniel (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомеров.
- комплектность системы должна соответствовать РЭ;
- на компонентах системы измерений не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы измерений должны быть четкими и соответствовать РЭ;
- наличие маркировки на приборах, в том числе маркировки по взрывозащите.

6.2 Проверка выполнения функциональных возможностей системы измерений.

6.2.1 При проверке выполнения функциональных возможностей системы измерений проверяют функционирование задействованных измерительных каналов расхода, температуры и давления. Проверку проводят путем подачи на входы контроллера измерительного FloBoss

S600+ (далее – контроллер) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей расхода, температуры и давления.

Допускается проводить проверку выполнения функциональных возможностей системы измерений непосредственно с применяемых СИ, если разрешающая способность контроллера достаточна для индикации изменений физической величины. При этом следует выбирать минимальный интервал осреднения.

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее контроллера.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений.

Программное обеспечение (ПО) системы измерений базируется на ПО, входящих в состав системы измерений серийно выпускаемых компонент, имеющих свидетельства (сертификаты) об утверждении типа средств измерений, дополнительного метрологически значимого ПО система измерений не имеет.

Проверку идентификационных данных операционной системы основного вычислительного компонента – контроллера измерительного FloBoss S600+ проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер. Результаты поверки считаются положительными, если идентификационные данные контроллера измерительного FloBoss S600+ соответствуют данным из Таблицы 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.26b
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0x2287
алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	GOST CHECKSUM

6.4 Определение метрологических характеристик.

6.4.1 Определение метрологических характеристик системы измерений заключается в расчете погрешности при измерении температуры, давления и объемного расхода газа в рабочих условиях, погрешности при определении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

6.4.2 Определение соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы измерений, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку, указанными в описаниях типа на СИ. Все СИ, входящие в состав системы измерений, должны быть иметь действующие свидетельства о поверке.

6.4.3 Относительную погрешность измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяют для четырех комбинаций:

- минимальная температура, минимальное давление;
- минимальная температура, максимальное давление;
- максимальная температура, минимальное давление;
- максимальная температура, максимальное давление;

Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, производят для каждого ИТ вручную, либо при помощи программного обеспечения прошедшего метрологическую аттестацию. Относительную погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δ_{qc} , определяют по формуле:

$$\delta_{qc} = \sqrt{\delta_q^2 + g_T^2 \delta_T^2 + g_P^2 \delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_{ИВК}^2}, \quad (1)$$

- где: δ_q – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;
- \mathcal{G}_T – коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа
- \mathcal{G}_P – коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа;
- δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %;
- δ_T – пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %;
- δ_K – пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, %.
- $\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при вычислении объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %.

6.4.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях определяются по формуле:

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{qPP}^2 + \delta_{нривк}^2} \quad (2)$$

- где δ_{qPP} – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;
- $\delta_{нривк}$ – пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код, %;

6.4.3.2 Определение относительной погрешности преобразования входных частотных сигналов по каналу измерения частоты $\delta_{нривк}$.

Проверяют передачу информации на участке линии связи: расходомер – контроллер.

Для этого контроллер переводят в режим обслуживания измерительного трубопровода, подают на вход контроллера с учетом линии связи частотный сигнал при помощи эталона: 50, 1000, 2000, 5000, 10000 Гц. Фиксируют значение частоты с дисплея контроллера.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют относительную погрешность по формуле

$$\delta_{нривк} = \frac{F_{И} - F_3}{F_3} \times 100\% \quad (3)$$

- где $F_{И}$ – значение частота, измеренное контроллером, Гц;
- F_3 – значение частота, заданное эталоном, Гц.

Выбирают максимальное значение $\delta_{нривк}$ и подставляют в формулу (2).

6.4.3.3 Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле:

$$\mathcal{G}_T = \frac{\Delta K}{\Delta T} \times \frac{T}{K} \quad (4)$$

- где: ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении температуры на величину ΔT ;

6.4.3.4 Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле:

$$\mathcal{G}_P = \frac{\Delta K}{\Delta P} \times \frac{P}{K} \quad (5)$$

- где: ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении давления на величину ΔP ;

6.4.3.5 Относительная погрешность определения температуры определяют по формуле:

$$\delta_T = \frac{100(t_a - t_n)}{273,15 + t} [\delta_{T1}^2 + \delta_{T2}^2]^{0,5}, \quad (6)$$

где δ_{T1} – относительная погрешность датчика температуры, %;
 δ_{T2} – относительная погрешность контроллера измерительного;
 t – температура газа, °С;

6.4.3.6 Определение относительной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры δ_{T2} .

Контроллер переводят в режим обслуживания измерительного трубопровода. Отключают датчик температуры и с помощью калибратора тока подают на вход контроллера аналоговый сигнал, который соответствует значению температуры для текущей комбинации. Значение аналогового сигнала определяется по формуле:

$$I = I_H + \frac{I_B - I_H}{T_B - T_H} (T - T_H) \quad (7)$$

где I_B, I_H – соответственно верхнее и нижнее предельные значения выходного сигнала, мА;
 T_B, T_H – соответственно верхний и нижний предел измерений, °С;
 T – значение задаваемой величины, °С.

Считывают значение тока с дисплея контроллера. Определяют относительную погрешность для каждого значение тока.

$$\delta_{T2} = \frac{I_k - I_3}{I_3} \cdot 100\% \quad (8)$$

где I_k – показание контроллера, мА;
 I_3 – заданное при помощи калибратора значение тока, мА.

Значение δ_{T2T3} подставляют в формулу (6).

6.4.3.7 Относительная погрешность определения давления определяют по формуле:

$$\delta_p = [\delta_{p1}^2 + \delta_{p2}^2]^{0,5} \quad (9)$$

где δ_{p1} – пределы допускаемой относительной погрешности датчика давления, %;
 δ_{p2} – относительная погрешность контроллера измерительного, %;

6.4.3.8 Определение относительной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления δ_{p2} .

Контроллер переводят в режим обслуживания измерительного трубопровода. Отключают преобразователь давления и с помощью калибратора тока подают на вход контроллера аналоговый сигнал, который соответствует значению абсолютного давления для текущей комбинации. Значение аналогового сигнала определяется по формуле:

$$I = I_H + \frac{I_B - I_H}{P_B - P_H} (P - P_H) \quad (10)$$

где I_B, I_H – соответственно верхнее и нижнее предельные значения выходного сигнала, мА;
 P_B, P_H – соответственно верхний и нижний предел измерений, МПа;
 P – значение задаваемой величины, МПа.

Считывают значение тока с дисплея контроллера. Определяют относительную погрешность для каждого значение тока.

$$\delta_{p2} = \frac{I_k - I_3}{I_3} \cdot 100\% \quad (11)$$

где I_k – показание контроллера, мА;
 I_3 – заданное при помощи калибратора значение тока, мА.

Значение δ_{p_2} подставляют в формулу (9).

6.4.3.9 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа определяется по формуле:

$$\delta_K = \sqrt{\delta^2 K_M + \delta^2 K_{ид}} \quad (12)$$

где δK_M – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, определяемая по ГОСТ 30319.3-2015;
 $\delta K_{ид}$ – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных;

Относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных определяется по формуле:

$$\delta K_{ид} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(\vartheta x_i \times \delta x_i)^2]}, \quad (13)$$

где δx_i – относительная погрешность определения i -го компонента в газовой смеси, %;
 ϑx_i – коэффициенты влияния i -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

Коэффициенты влияния i -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости определяются по формуле:

$$\vartheta x_i = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (14)$$

где: ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении i -го компонента на величину Δx ;

6.4.3.10 Результаты поверки считаются положительными, если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в каждой из четырех комбинаций не превышают $\pm 0,8$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки заносят в протокол произвольной формы.

7.2 Положительные результаты поверки оформляют свидетельством по Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или паспорт (формуляр) СИКГ.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему измерений не допускают к применению, выписывается извещение о непригодности к применению.