

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ВНИИР – филиала
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.
Менделеева»



А.С. Тайбинский

2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОГО
ГАЗА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАО «СЛАВНЕФТЬ-ЯНОС» (СИКГ)

Методика поверки

МП 1175-13-2020

Начальник отдела НИО-13

А.И. Горчев

Тел. отдела: 8 (843) 272-11-24

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»,
ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»

УТВЕРЖДЕНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества природного газа для промышленного оборудования ПАО «Славнефть-ЯНОС» (СИКГ) (далее - СИКГ), и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее – СИ) из состава СИКГ наступает до очередного срока поверки СИКГ, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКГ не проводят.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки СИ. Основные положения».

Интервал между поверками – 2 года.

СИ, входящие в состав СИКГ, и имеющие иной интервал между поверками, проходят поверку в соответствии с документами на методику поверки данных СИ, представленными в приложении А.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
			первичной поверке	периодической поверке
1	Внешний осмотр	6.1	+	+
2	Проверка выполнения функциональных возможностей СИКГ	6.2	+	+
3	Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ	6.3	+	+
4	Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	6.4	+	-
5	Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКГ	6.5	+	+
6	Оформление результатов поверки	7	+	+

2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие эталонные и вспомогательные средства:

- калибратор многофункциональный МС5-Р, диапазон воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности $\pm (0,02 \% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов (амплитуда сигнала от 0 до 10 В), погрешность $\pm (0,2 \text{ В} + 5 \% \text{ от установленного значения})$; диапазон воспроизведения частоты сигналов прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,01 \%$ (далее - калибратор);

- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7/1, пределы измерений температуры от минус 20 °С до 60 °С, пределы основной абсолютной погрешности при измерении температуры $\pm 0,2$ °С, пределы измерений влажности от 0 до 99 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности $\pm 2,0\%$;

- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106 кПа, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,2$ кПа;

- СИ в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

2.2 Применяемые при поверке СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или нести на себе знак поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3. Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации СИ;
- 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 Поверка СИКГ осуществляется в условиях эксплуатации.

4.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКГ.

4.3 Условия проведения поверки должны соответствовать приведенным в таблице 2.

Таблица 2 – Условия проведения поверки

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	природный газ
Температура окружающего воздуха в месте установки СИ блока измерительных линий, °С	от +15 до +25
Температура окружающего воздуха в месте установки СИ системы обработки информации, °С	от +15 до +25
Относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	95
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение переменного тока, В	380_{-76}^{+57} ; 220_{-33}^{+22}
Частота переменного тока, Гц	50 \pm 1
Внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	Отсутствуют

5. Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКГ и нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

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 СИКГ следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительных трубопроводов до и после преобразователя расхода газа ультразвукового Daniel 3414 (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера;

- комплектность СИКГ должна соответствовать ее описанию типа и паспорту (инструкции по эксплуатации);

- на компонентах СИКГ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКГ должны быть четкими и соответствовать инструкции по эксплуатации;

- наличие маркировки на приборах, в том числе маркировки по взрывозащите.

6.2 Проверка выполнения функциональных возможностей СИКГ.

При проверке выполнения функциональных возможностей СИКГ проверяют функционирование задействованных измерительных каналов температуры, давления, расхода. Проверку проводят путем подачи на входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов АБАК+ (далее – вычислитель) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей.

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значений входных сигналов соответствующим образом изменяются значения измеряемых величин на дисплее вычислителя.

6.3 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ.

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКГ, определяют в соответствии с документами на методики поверки соответствующих СИ.

6.4 Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

По метрологическим характеристикам применяемых СИ рассчитывают общую результирующую погрешность определения расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям осуществляется по формулам, приведенным ниже.

Допускается проводить расчет относительной погрешности СИКГ при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью программного комплекса «Расходомер-ИСО». Пределы относительной погрешности принимаются равными относительной расширенной неопределенности, рассчитанной в диапазоне рабочих параметров.

Относительную погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к

стандартным условиям δ_{qc} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{qc} = \sqrt{\delta_q^2 + \mathcal{G}_T^2 \delta_T^2 + \mathcal{G}_P^2 \delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_{ИВК}^2}, \quad (1)$$

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 вычислителя при вычислении объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения давления рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\delta_{pi})^2}, \quad (2)$$

где n – число последовательно соединенных измерительных преобразователей, используемых для измерения давления;

δ_{pi} – относительная погрешность, вносимая преобразователем давления измерительным Cerabar M RMP71 и i -ми измерительными преобразователями давления с учетом дополнительных погрешностей, %.

Абсолютную погрешность преобразования аналоговых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по каналу измерений давления определяют следующим образом.

Вычислитель переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP71 – барьер искрозащиты – основной вычислитель. Информация также дублируется на резервный вычислитель.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP71 и с помощью калибратора подают на вход барьера искрозащиты с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА. Фиксируют значение давления с дисплея вычислителя или ПЭВМ.

Значение давления P_i , задаваемое калибратором, рассчитывают по формуле

$$P_i = P_{\min} + \frac{P_{\max} - P_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (3)$$

где P_{\max} , P_{\min} – верхний и нижний пределы диапазона измерений давления, МПа;

I_{\max} , I_{\min} – максимальное и минимальное значения токового сигнала, соответствующие верхнему и нижнему пределам диапазона измерений давления P_{\max} и P_{\min} , мА;

I_i – значение входного сигнала постоянного тока подаваемого от калибратора, мА.

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

$$\Delta P_i = P_i - P_{yi}, \quad (4)$$

где P_i – показание вычислителя в i -той реперной точке, МПа;

P_{yi} – заданное при помощи калибратора значение давления в i -той реперной точке, МПа.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения температуры вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(t_g - t_n)}{273,15 + t} \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta y_i}{y_{gi} - y_{ni}} \right)^2}, \quad (5)$$

где n – число последовательно соединенных измерительных преобразователей, используемых для измерения температуры;

t_g, t_n – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы комплекта СИ температуры, °С;

t – температура газа, °С;

Δy_i – абсолютная погрешность преобразователя измерительного iTEMP TMT82 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым TR61 и i -х измерительных преобразователей температуры с учетом дополнительных погрешностей, °С;

y_{gi}, y_{ni} – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала преобразователя измерительного iTEMP TMT82 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым TR61 и i -х измерительных преобразователей температуры, °С.

Абсолютную погрешность преобразования аналоговых сигналов в цифровое значение измеряемого параметра по каналу измерений температуры определяют следующим образом:

Проверяют передачу информации на участке линии связи: преобразователь измерительный iTEMP TMT82 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым TR61 – барьер искрозащиты – вычислитель.

Для этого отключают преобразователь измерительный iTEMP TMT82 и с помощью калибратора подают на вход искробезопасного барьера с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА. Фиксируют значение температуры с дисплея вычислителя или ПЭВМ.

Значение температуры T_i , задаваемое калибратором, рассчитывают по формуле

$$T_i = T_{\min} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (6)$$

где T_{\max}, T_{\min} – верхний и нижний пределы диапазона измерений температуры, °С;

I_{\max}, I_{\min} – максимальное и минимальное значения токового сигнала, соответствующие верхнему и нижнему пределам диапазона измерений температуры T_{\max} и T_{\min} , мА;

I_i – значение входного сигнала постоянного тока, подаваемое от калибратора, мА.

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

$$\Delta T_i = T_i - T_{yi}, \quad (7)$$

где T_i – показание вычислителя в i -той реперной точке, °С;

T_{yi} – заданное при помощи калибратора значение температуры в i -той реперной точке, °С.

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях по измерительной линии рассчитывают по формуле

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{q_{ПР}}^2 + \delta_{нр_{ИВК}}^2}, \quad (8)$$

- где $\delta_{q_{ПР}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности расходомера газа при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;
- $\delta_{нр_{ИВК}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя при преобразовании частотно-импульсных сигналов расходомера в цифровой код, %.

Относительную погрешность преобразования входных частотно-импульсных сигналов по каналу измерения объема определяют следующим образом. Проверяют передачу информации на участке линии связи: расходомер – вычислитель. Для этого отключают расходомер, с помощью калибратора подают на вход вычислителя с учетом линии связи не менее 10000 импульсов для частот, которые соответствуют диапазону измерения объемного расхода газа в рабочих условиях расходомера и фиксируют количество импульсов, подсчитанное вычислителем.

Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа определяется по формуле

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{K_{метод}}^2 + \delta_{ИД}^2}, \quad (10)$$

- где $\delta_{K_{метод}}$ – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, % (принимается равной 0,15 %);
- $\delta_{ИД}$ – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %.

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

$$\delta_{ИД} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(g_{x_i} \times \delta x_i)^2]}, \quad (11)$$

- где δx_i – относительная погрешность определения молярной доли i -го компонента в газовой смеси, %;
- g_{x_i} – коэффициенты влияния i -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

Определение коэффициентов влияния температуры, давления и i -го компонента газовой смеси.

Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$g_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f}, \quad (12)$$

Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$g_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f}, \quad (13)$$

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

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

где ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении содержания i -го компонента в газовой смеси x_i на величину $\Delta x_i, \%$.

Пределы относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям $\delta V_c, \%$, определяют по формуле:

$$\delta V_c = \sqrt{\delta_{q_c}^2 + \delta_\tau^2}, \quad (15)$$

где δ_{q_c} – относительная погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %;

δ_τ – относительная погрешность вычислителя при измерении интервала времени, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по формулам (1) и (15) соответственно не должны превышать:

± 0,6 % при условии поверки расходомеров проливным методом;

± 0,8 % при условии поверки расходомеров имитационным методом.

6.5 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКГ

Проводится проверка заявленных идентификационных данных (признаков) ПО, установленного в вычислителе, отражаемые на дисплее вычислителя при нажатии на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели вычислителя, или полученные с помощью конфигурационного ПО:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО.

При проверке заявленных идентификационных данных (признаков) ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО сведениям, приведенным в описании типа на СИКГ.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКГ в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ и (или) в паспорт (формуляр) СИКГ, вносится запись о проведенной поверке, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКГ к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.