

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

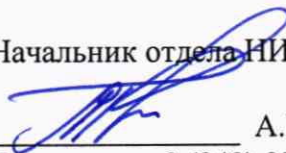
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО
ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА КОМПЛЕКС ТЕРМИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ОТХОДОВ

Методика поверки

МП 1014-13-2019

Начальник отдела НИО-13


А.И. Горчев
Тел. отдела: 8 (843) 272-11-24

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Исаев И.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, поступающего на комплекс термического сжигания отходов (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 средств измерений. 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 свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям	6.3.1	+	+
5	Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКГ	6.4	+	+
6	Оформление результатов поверки	7	+	+

2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие эталонные и вспомогательные средства:

- рабочий эталон единицы силы постоянного электрического тока 2 разряда в диапазоне значений от 0 до 25 мА в соответствии с Приказом Росстандарта от 01.10.2018 № 2091 (далее – эталон);

- калибратор многофункциональный MC5-R, диапазон измерений импульсов от 0 до 9999999 импульсов, диапазон измерений частоты сигналов от 0,0028 Гц до 50 кГц, предел допускаемой относительной погрешности $\pm 0,01$ % показания;

- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7, 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 $\pm 2,0\%$, регистрационный № 15500-07;

- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106 кПа, пределы основной абсолютной погрешности $\pm 0,2$ кПа, регистрационный № 5738-76;

- средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКГ;

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКГ применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКГ, приведенных в приложении А настоящей инструкции.

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

2.4 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 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 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	свободный нефтяной газ
Температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +40
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, МПа	от 0,096 до 0,1027
Напряжение переменного тока, В	220+2
Частота переменного тока, Гц	50
Внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	Отсутствуют

5. Подготовка к поверке

5.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКГ (далее – РЭ) 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 расходомера-счетчика газа вихревого 8800 (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера;

- комплектность СИКГ должна соответствовать ее описанию типа и РЭ;

- 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 РЭ;

- 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 измерительно-вычислительного комплекса расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) 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 ИВК.

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. Документы на методику поверки СИ, представлены в приложении А.

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

По метрологическим характеристикам применяемых средств измерений 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.

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

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

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{qПР}^2 + \delta_{нрИВК}^2}, \quad (2)$$

где $\delta_{qПР}$ – пределы допускаемой относительной погрешности расходомера газа при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;

$\delta_{нрИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК 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 – ИВК. Для этого отключают расходомер, с помощью калибратора подают на вход ИВК с учетом линии связи не менее 10000 импульсов для частот: 8 Гц, 50 Гц, 100 Гц, 150 Гц и 200 Гц, которые соответствуют диапазону измерения объемного расхода газа в рабочих условиях расходомера и фиксируют количество импульсов, подсчитанное ИВК.

6.3.2.2 Предел допускаемой относительной погрешности определения давления рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\delta_{pi})^2}, \quad (3)$$

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

δ_{pi} – относительная погрешность, вносимая i -м измерительным преобразователем давления с учетом дополнительных погрешностей, %. Находится по формуле

$$\delta_{pi} = 100 \frac{\Delta P_i}{P_{yi}} \quad (4)$$

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

ИВК переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: преобразователь давления измерительный 3051 – ИВК.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный 3051 и с помощью эталона подают на вход ИВК с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА, которые соответствуют значениям давления 0 МПа, 0,625 МПа, 1,25 МПа, 1,875 МПа, 2,5 МПа. Фиксируют значение давления с дисплея ИВК.

Значение давления P_i , задаваемое эталоном, рассчитывают по формуле

$$P_i = P_{\min} + \frac{P_{\max} - P_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (5)$$

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 подаваемого от эталона входного сигнала постоянного тока, мА.

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

$$\Delta P_i = P_i - P_{yi}, \quad (6)$$

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

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

6.3.2.3 Предел допускаемой относительной погрешности определения температуры вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(t_g - t_n)}{273,15 + t} \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta y_i}{y_{ai} - y_{ni}} \right)^2}, \quad (7)$$

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

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

t – температура газа, °С;

Δy_i – абсолютная погрешность i -го измерительного преобразователя температуры с учетом дополнительных погрешностей, °С;

y_{ai}, y_{ni} – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала i -го измерительного преобразователя температуры, °С.

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

ИВК переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: датчик температуры Rosemount 644 – ИВК.

Для этого отключают преобразователь измерительный iTEMP TMT82 и с помощью эталона подают на вход ИВК с учетом линии связи аналоговые сигналы. Для аналогового

сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА, которые соответствуют значениям температуры -5 °С, 5,25 °С, 15,5 °С, 25,75 °С, 36 °С. Фиксируют значение температуры с дисплея ИВК.

Значение температуры T_i , задаваемое эталоном, рассчитывают по формуле

$$T_i = T_{\min} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (8)$$

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 подаваемого от эталона входного сигнала постоянного тока, мА.

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

$$\Delta T_i = T_i - T_{yi}, \quad (9)$$

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

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

6.3.2.4 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа определяется по формуле

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

где $\delta_{\text{Кметод}}$ – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, %;

$\delta_{\text{ИД}}$ – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %.

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

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

где δx_i – относительная погрешность определения i -го компонента в газовой смеси, %;

\mathcal{G}_{x_i} – коэффициенты влияния i -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

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

Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$\mathcal{G}_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f}, \quad (12)$$

Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле

$$\mathcal{G}_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f}, \quad (13)$$

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

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

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

6.3.2.7 Предел относительной погрешности измерений объема СНГ, 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 СНГ, приведенного к стандартным условиям, %;

δ_τ – относительная погрешность вычислителя при определении интервала времени (измерения текущего времени), %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формуле (1) и (15) не должны превышать $\pm 4,0 \%$.

6.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКГ

6.4.1 Подлинность ПО ИВК проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа ИВК.

6.4.2 Идентификационные данные ПО ИВК отражаются на дисплее ИВК при нажатии на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК.

6.4.3 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО ИВК и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО ИВК на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

6.4.4 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО ИВК совпадают с идентификационными данными, представленными в разделе «Программное обеспечение» описания типа ИВК, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО ИВК и обеспечивается аутентификация.

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. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКГ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Список нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКГ

Наименование СИ	Нормативный документ
Расходомер-счетчик газа вихревой 8800, исполнения 8800DR, фирмы «Emerson SRL»	МП 64613-16 «Расходомеры-счетчики вихревые 8800. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 14.04.16 г.
Преобразователь абсолютного давления измерительный 3051, фирмы АО «ПГ «Метран»	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Челябинский ЦСМ» 02.02.2015 г.
Преобразователь измерительные Rosemount 644 повышенной точности, фирмы АО «ПГ «Метран»	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», с изменениями №1, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23.10.2018 г.
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065, фирмы АО «ПГ «Метран»	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением №2), утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 07.03.2017 г.