

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
А.С. Тайбинский
«06» июня 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

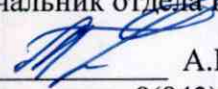
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ПАО «ВЧНГ»

Методика поверки

МП 0273-13-2015

с изменением №1

Начальник отдела НПО-13


А.И. Горчев

Тел. отдела: 8(843) 272 11 24

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел низкого давления ПАО «ВЧНГ» (далее – система измерений) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

Поверка системы измерений проводится поэлементно.

Интервал между поверками – 2 года.

Средства измерений, входящие в состав системы измерений, и имеющие иной интервал между поверками, проходят поверку в соответствии с нормативными документами на эти средства измерений, представленными в приложении А.

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	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.3	+	+
- средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы измерений	6.3.2	+	+
- относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, системой измерений	6.3.3	+	+
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений	7	+	+
Оформление результатов поверки	8	+	+

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства:

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УИПА, пределы допускаемой абсолютной погрешности установки тока ± 3 мкА; диапазон задания количества импульсов в пачке канала "N" от 10 до $5 \cdot 10^8$ импульсов, пределы допускаемой абсолютной погрешности задания количества импульсов в пачке ± 2 имп;

– барометр-анероид М67, диапазон измерений от 80 до 120 кПа (от 610 до 790 мм рт. ст.), пределы допускаемой погрешности $\pm 0,8$ мм рт. ст.;

– психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30% до 80%, цена деления термометров $0,5$ °С по ТУ 25-11.1645;

– термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2, диапазон измерений температуры от 0 °С до плюс 55 °С, цена деления шкалы $0,1$ °С, погрешность $\pm 0,2$ °С по ТУ 25-2021.003-88 и термометр стеклянный, диапазон измерений от минус 38 °С до 0 °С, цена деления шкалы $0,1$ °С, погрешность $\pm 0,3$ °С по ГОСТ 28498-90.

2.2 Применяемые при поверке СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма.

2.3 Допускается применять другие типы СИ с характеристиками, не уступающими указанным, аттестованных и поверенных в установленном порядке.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- ПБ 12-529-2003 Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления;
- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

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:

- | | |
|--|------------------------|
| – поверочная среда | свободный нефтяной газ |
| – температура окружающего воздуха, °С: | |
| - для первичных преобразователей | от 5 до 39 |
| - в помещении вычислителя | от 18 до 30 |
| – относительная влажность окружающего воздуха, % | от 30 до 80 |
| – атмосферное давление, кПа | от 84 до 107 |
| – напряжение питания, В | 220±4,4 |
| – частота переменного тока, Гц | 50±1 |
| – внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация | отсутствуют |

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 поверительные клейма применяемых 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 следующим требованиям:

– длины прямых участков измерительных трубопроводов до и после расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера.

- комплектность системы должна соответствовать РЭ;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать РЭ;
- наличие маркировки на приборах, в том числе маркировки по взрывозащите.

6.2 Проверка выполнения функциональных возможностей системы измерений.

При проверке выполнения функциональных возможностей системы измерений 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».

(Измененная редакция, Изм. №1)

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее вычислителя или подключенной к вычислителю ПЭВМ.

6.3 Определение метрологических характеристик.

6.3.1 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.

6.3.2 Определение соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы измерений, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку, представленными в приложении А.

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

По метрологическим характеристикам применяемых СИ рассчитывают относительную погрешность измерений расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при помощи аттестованного программного комплекса «Расходомер-ИСО» (расчет при помощи программного комплекса производят с учетом дополнительных погрешностей средств измерений и погрешностей определения компонентного состава газа). Из таблицы расчета относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при помощи программного комплекса «Расходомер-ИСО», при заданных отклонениях температуры, давления и заданных значениях расхода газа при рабочих условиях, выбирают максимальное значение относительной погрешности в определенном диапазоне расхода и назначают границы (пределы) допускаемой относительной погрешности при измерении расхода системой измерений. Количество среды (объем), прошедший по измерительному трубопроводу за определенный период времени, представляет собой интеграл функции расхода по времени. При применении вычислителя учитывается погрешность результата определения интервала времени, в течение которого рассчитывается количество (объем) газа.

Для расчета относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, допускается использовать иные аттестованные программные комплексы.

Формулы для расчетного определения относительной погрешности расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в пунктах 6.3.3.1-6.3.3.8.

6.3.3.1 Относительную погрешность измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Q_c(V_c)} = \sqrt{\delta_{Q_v}^2 + \delta_v^2 + \delta_{v_{прив}}^2 + g_P^2 \cdot \delta_P^2 + g_T^2 \cdot \delta_T^2 + \delta_K^2} \quad (1)$$

где δ_{Q_v} - относительная погрешность измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, %;

δ_v - относительная погрешность вычислителя при вычислении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %;

$\delta_{v_{прив}}$ - относительная погрешность вычислителя при приведении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях к стандартным условиям, %;

g_P - коэффициент влияния давления на объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям;

δ_P - относительная погрешность измерений давления газа, %;

\mathcal{G}_T - коэффициент влияния температуры газа на объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям;

δ_T - относительная погрешность измерений температуры газа, %;

δ_K - относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости газа, %.

6.3.3.2 Относительную погрешность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{Q_c}^2 + \delta_T^2} \quad (2)$$

где δ_T - относительная погрешность вычислителя при измерении времени, %;

6.3.3.3 Относительную погрешность измерений объемного расхода газа в рабочих условиях рассчитывают по формуле

$$\delta_{Q_v} = \sqrt{\delta_{Q_{v1}}^2 + \delta_{Q_{v2}}^2} \quad (3)$$

где $\delta_{Q_{v1}}$ - относительная погрешность расходомера газа ультразвукового, %;

$\delta_{Q_{v2}}$ - относительная погрешность вычислителя при преобразовании входного импульсного сигнала в цифровой сигнал по каналам ввода счетчиков импульсных, %.

6.3.3.4 Относительную погрешность измерений объема газа при рабочих условиях рассчитывают по формуле

$$\delta_V = \sqrt{\delta_{Q_v}^2 + \delta_T^2} \quad (4)$$

6.3.3.5 Относительную погрешность измерений абсолютного давления газа рассчитывают по формуле

$$\delta_P = \sqrt{\delta_{P1_{осн}}^2 + \delta_{P1_{дон}}^2 + \delta_{P2_{осн}}^2 + \delta_{P2_{дон}}^2} \quad (5)$$

где $\delta_{P1_{осн}}$ - основная относительная погрешность преобразователя абсолютного давления измерительного 3051S, %;

$\delta_{P1_{дон}}$ - дополнительная относительная погрешность преобразователя абсолютного давления измерительного 3051S, вызванная отклонением температуры окружающей среды от 20 °С, %;

$\delta_{P2_{осн}}$ - основная относительная погрешность вычислителя при преобразовании входного аналогового сигнала в цифровой сигнал по каналу измерения абсолютного давления, %.

$\delta_{P2_{дон}}$ - дополнительная относительная погрешность вычислителя при преобразовании входного аналогового сигнала в цифровой сигнал по каналу измерения абсолютного давления, вызванная отклонением температуры окружающей среды от 23 °С, %.

6.3.3.6 Относительную погрешность измерений температуры газа рассчитывают по формуле

$$\delta_T = \frac{100 \cdot (t_{\max} - t_{\min})}{273,15 + t} \cdot \sqrt{\left(\frac{\Delta_{t1}}{t_{1\max} - t_{1\min}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{t1\text{дон}}}{t_{1\max} - t_{1\min}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta_{t2}}{t_{2\max} - t_{2\min}}\right)^2} \quad (6)$$

где Δ_{t1} - абсолютная погрешность датчика температуры с термопреобразователем сопротивления;

$\Delta_{t1\text{дон}}$ - дополнительная относительная погрешность преобразователя абсолютного

давления измерительного 3051S, вызванная отклонением температуры окружающей среды от 20 °С, %;

Δ_{I2} - абсолютная погрешность вычислителя при измерении токового сигнала, %.

t_{\max}, t_{\min} - максимальное и минимальное значения диапазона шкалы комплекта средств измерений температуры, °С;

$t_{1\max}, t_{1\min}$ - максимальное и минимальное значения настроенного диапазона измерений датчика температуры, °С;

$t_{2\max}, t_{2\min}$ - максимальное и минимальное значения диапазона измерений вычислителя, мА.

6.3.3.7 Относительную погрешность вычисления коэффициента сжимаемости газа определяют по формуле

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{K \text{ метод}}^2 + \sum_{i=1}^n (g_{x_i} \cdot \delta_{x_i})^2} = \sqrt{\delta_{K \text{ метод}}^2 + \delta_{ИД}^2} \quad (7)$$

где $\delta_{K \text{ метод}}$ - методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости газа; принимается равной методической погрешности определения плотности газа, определяемая по ГСССД МР 113 ($\delta_{K \text{ метод}} = 0,4\%$);

g_{x_i} - коэффициент влияния i -го компонента газа на значение коэффициента сжимаемости;

δ_{x_i} - относительная погрешность измерений молярной доли i -го компонента газа, %;

n - число компонентов в газе;

$\delta_{ИД}$ - относительная погрешность вычисления коэффициента сжимаемости.

6.3.3.8 Коэффициент влияния g_{x_i}, g_T, g_P определяют по формуле

$$g_{y_i} = \frac{\Delta y}{\Delta y_i} \cdot \frac{y_i}{y} \quad (8)$$

где y_i - i -ый измеряемый параметр (x_i, P, T);

y - определяемая величина (K, Q_c);

Δy_i - абсолютная погрешность i -го измеряемого параметра;

Δy - изменение определяемой величины при изменении параметра y_i на значение

Δy_i .

Результаты поверки считаются положительными, если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям не превышают $\pm 5,0\%$.

7 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений

7.1 Проводится проверка заявленных идентификационных данных (признаков) программного обеспечения:

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

Проводится проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077–2014 «Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

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

Проверку идентификационных данных (признаков) ПО основного вычислительного компонента – комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» проводят в соответствии с его руководством пользователя.

(Измененная редакция, Изм. №1)

7.3 Идентификационные данные (признаки) ПО основного вычислительного компонента – комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» приведены в описании типа на систему измерений.

Уровень защиты ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – высокий.

Результаты проверки обеспечения защиты программного обеспечения считают положительными, если идентификационные данные ПО основного вычислительного компонента системы измерений – комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» соответствуют представленным в описании типа на систему измерений.

7.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом. Форма протокола представлена в приложении Б.

8.2 При положительных результатах поверки системы измерений выдают свидетельство о поверке установленной формы в соответствии с приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.3 При отрицательных результатах поверки систему измерений не допускают к применению. Свидетельство о поверке аннулируется, выписывают «Извещение о непригодности» системы измерений в соответствии с приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2, 8.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

Приложение А
(обязательное)

Список нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав системы измерений.

Наименование СИ	Нормативный документ
Расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 100, фирмы «SICK MAINAК»	«Инструкция. ГСИ. Расходомеры газа ультразвуковые FLOWSIC 100. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в 2010 г.
Преобразователь абсолютного давления измерительный 3051S фирмы «Emerson Process Management GmbH & Co. OHG»	«Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051S Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.02 г.
Датчик температуры 644, фирмы «Rosemount, Inc./Emerson Process Management GmbH & Co. OHG»	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Манометр избыточного давления показывающий МП100, производства ООО НПО «ЮМАС»	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Термометр биметаллический показывающий ТБП160, производства ООО НПО «ЮМАС»	МП 51087-12 «Термометры биметаллические показывающие ТБПю, ТБП. Методика поверки», разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 25.10.2011 г.
Комплекс измерительно-вычислительный 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», утвержденная ГЦИ СИ ООО «СТП» «18» сентября 2012 г.

Приложение А (Измененная редакция, Изм. №1)

