

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

ноября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа
для обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения. Нефтяного
промысла. Южной части. (СИКГ)**

Методика поверки

МП 0685-13-2017

Начальник отдела НИО-13

А.И. Горчев

Тел. (843)272-11-24

г. Казань
2017 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (далее – СНГ) для обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения. Нефтяного промысла. Южной части. (СИКГ), заводской № 20131201 (далее – система измерений), изготовленную ООО «Энергокомплекс-Казань», г. Казань и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Система измерений состоит из двух измерительных трубопровода (рабочий и резервный), номинальный диаметр DN150.

Система измерений предназначена для непрерывного автоматического измерения количества свободного нефтяного газа, поступающего с компрессорной станции ДНС ВТСМ в газопровод ДКС УНТС ВТСМ.

Для системы измерений установлена поэлементная поверка. Измерительные и вычислительные компоненты поверяются в соответствии с их методиками поверки, представленными в приложении А.

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

Интервал между поверками - 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	+	+
- средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы измерений	6.4.2	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления	6.4.3	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры	6.4.4	+	+
- абсолютной погрешности преобразования количества импульсов по каналу измерения расхода	6.4.5	+	+
- относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	6.4.6	+	+
Оформление результатов поверки	7	+	+

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства:

- калибратор многофункциональный модели MC5-R-IS, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 25 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения сигналов силы постоянного тока $\pm (0,02 \%$ от показания ± 1 мкА), воспроизведение последовательности импульсов от 0 до 9999999 имп.;
- 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

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;
- 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 | свободный нефтяной газ |
| - температура окружающего воздуха, °С | от 15 до 25 |
| - относительная влажность окружающего воздуха, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,7 |
| - внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация | отсутствуют |

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

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовку 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 измерений следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительного трубопровода до и после расходомеров Flowsic 600 (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителями 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 температуры, давления и расхода. Проверку проводят путем подачи на входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – контроллер) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей температуры, давления и расхода.

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 или ПЭВМ.

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 – комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер. Идентификационные данные контроллера должны соответствовать представленным в описании типа.

6.4 Определение метрологических характеристик.

6.4.1 Определение метрологических характеристик системы измерений заключается в расчете погрешности при измерении температуры, давления и объемного расхода СНГ в рабочих условиях, погрешности при определении объемного расхода и объема СНГ, 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, представленными в приложении А.

6.4.3 Определение абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления.

Контроллер переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: преобразователь давления измерительный EJX – контроллер.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный EJX и с помощью калибратора подают на вход контроллера с учетом линии связи аналоговые сигналы (для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА) и считывают значение тока для соответствующего давления с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

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

$$\delta_i = I_i - I_{yi}, \quad (1)$$

где I_i - показание контроллера в i -той реперной точке, мА

I_{yi} - показание калибратора в i -той реперной точке, мА.

Результаты поверки считаются положительными, если пределы абсолютной погрешности не превышают $\pm 0,015$ мА.

6.4.4 Определение абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры.

Контроллер переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: термопреобразователь сопротивления TR–преобразователь измерительный УТА, мод. УТА70 – контроллер.

Для этого отключают термопреобразователи сопротивления TR и с помощью калибратора подают на вход преобразователя измерительного УТА, мод. УТА70 с учетом линии связи аналоговые сигналы (для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА) и считывают значение тока для соответствующей температуры с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по формуле (1).

Результаты поверки считаются положительными, если пределы абсолютной погрешности не превышают $\pm 0,015$ мА.

6.4.5 Определение абсолютной погрешности преобразования количества импульсов по каналу измерения расхода.

Проверяют передачу информации на участке линии связи: расходомер – контроллер. Для этого отключают расходомер и на соответствующих контактах с помощью калибратора генерируют импульсы с частотой соответствующей рабочему диапазону расходомера. Операцию проводят для трех значений частоты соответствующих минимальному, номинальному и максимальному значению расхода газа при рабочих условиях. Число задаваемых импульсов не менее 30000. Контроллер переводят в режим поверки измерительного канала и выводят на экран измеренное число импульсов.

Результаты поверки считаются положительными, если количество импульсов, измеренное контроллером и поданных калибратором, отличается не более чем на 1 импульс.

6.4.6 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 для системы измерений осуществляется по следующим формулам:

6.4.6.1 Относительную погрешность измерений объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям δ_{qc} , %, определяют по формуле:

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

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

6.4.6.2 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного (массового) расхода СНГ в рабочих условиях определяются по формуле:

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{qPP}^2 + \delta_{нрИВК}^2} \quad (3)$$

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

6.4.6.3 Пределы допускаемой относительной погрешности контроллера при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код определяют по формуле:

$$\delta_{нрИВК} = \frac{I_B - I_H}{I_H} \cdot \gamma_{нрИВК} \quad (4)$$

- где I_B, I_H – верхнее и нижнее значения аналогового сигнала соответственно, мА;
- $\gamma_{нрИВК}$ – пределы допускаемой приведенной погрешности контроллера при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код, %.

6.4.6.4 Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости СНГ определяют по формуле:

$$\mathcal{G}_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f} \quad (5)$$

6.4.6.5 Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости СНГ определяют по формуле:

$$\mathcal{G}_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f} \quad (6)$$

6.4.6.6 Пределы допускаемой относительной погрешности определения температуры определяют по формуле:

$$\delta_T = \frac{100(t_a - t_n)}{273,15 + t} \left[\sum \left(\frac{\Delta y_i}{y_{ai} - y_{ni}} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (7)$$

- где t_a, t_n – верхний и нижний пределы шкалы СИ температуры, °С;
- t – температура газа, °С;
- Δy_i – абсолютная погрешность i -го преобразователя или прибора, входящего в комплект для измерений температуры, °С;
- y_{ai}, y_{ni} – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала i -го преобразователя или прибора входящего в комплект.

6.4.6.7 Пределы допускаемой относительной погрешности определения давления определяют по формуле:

$$\delta_p = \left[\sum (\delta_{pi})^2 \right]^{0,5} \quad (8)$$

где δ_{pi} – относительная погрешность i -го преобразователя или прибора, входящего в комплект для измерений абсолютного давления, %.

6.4.6.8 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости СНГ определяется по формуле:

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{Km}^2 + \delta_{ид}^2} \quad (9)$$

где δ_{Km} – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости, определяемая по ГСССД МР 113-03, % ($\delta_{Km} = 0,4\%$);

$\delta_{ид}$ – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %;

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

$$\delta_{К_{ид}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(\mathcal{G}_i \times \delta x_i)^2]}, \quad (10)$$

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

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

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

$$\mathcal{G}_i = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (11)$$

где: ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении содержания i -го компонента в газовой смеси x_i на величину Δx_i , %;

6.4.6.11 Предел относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям δV_c , %, определяют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{qc}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (12)$$

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

δ_{τ} – относительная погрешность контроллера определения интервала времени (измерения текущего времени), %.

6.4.7 Результаты поверки считаются положительными, если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формуле (2) и (12) не превышают $\pm 2,0\%$.

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.

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

Приложение А
(обязательное)

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

Наименование СИ	Нормативный документ
Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600	МП 43981-11 «Инструкция. ГСИ. Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 5 апреля 2010 г.
Преобразователь измерительный УТА мод. УТА70	МП 26112-08 «Преобразователи измерительные УТА моделей УТА50, УТА70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в ноябре 2003 г.
Термопреобразователь сопротивления TR	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь измерительные ЕЈХ давления	«ГСИ. Преобразователь давления измерительные ЕЈХ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 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» (с изменением №2), утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 07 марта 2017 г.