

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  $\pm 1$  мкА), воспроизведение последовательности импульсов от 0 до 99999999 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  $\delta_{qc}$ , %, 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:  $\delta_q$  – 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;
- $\delta_p$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %;
- $\delta_T$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %;
- $\delta_K$  – 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:

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

- где  $\delta_{q_{ПР}}$  – 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:

$$\delta_{нрИВК} = \frac{I_{в} - I_{н}}{I_{н}} \cdot \gamma_{нрИВК} \quad (4)$$

- где  $I_{в}, I_{н}$  – 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;
- $\Delta y_i$  – 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  $\delta_{pi}$  – 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  $\delta_{Km}$  – 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:

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

где  $\delta x_i$  – относительная погрешность определения  $i$ -го компонента в газовой смеси, %;

$\vartheta_{xi}$  – 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:

$$\vartheta_{xi} = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (11)$$

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

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

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

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

$\delta_{\tau}$  – 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.