

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР», ООО НТФ «БАКС»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров общего потока свободного нефтяного газа I ступени сепарации нефти, АО «Самаранефтегаз» (СИКГ-1) (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 – 3 года.

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

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 СИКГ	6.3	+	+
4	Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	6.3.3	+	+
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 МС5-R (регистрационный № 22237-08), 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-7/1, 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 $\pm 2,0\%$, регистрационный № 15500-12;

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

- средства поверки 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 поверяемой СИКГ 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	свободный нефтяной газ
Температура окружающего воздуха в месте установки в месте установки СИ блока измерительных линий, °С	от +15 до +35
Температура окружающего воздуха в месте установки в месте установки СИ системы обработки информации, °С	от +17 до +30
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 ± 1
Внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	Отсутствуют

5. Подготовка к поверке

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

5.2 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 ультразвукового OPTISONIC 7300С (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера;

- комплектность СИКГ должна соответствовать ее описанию типа и 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 вычислителя УВП-280 (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 СИКГ.

6.3.1 Все СИ, входящие в состав СИКГ, должны быть поверены в соответствии с действующими документами на поверку этих СИ.

Результаты проверки считаются положительными, если все СИ, входящие в состав СИКГ, поверены в соответствии с их нормативными документами на поверку и имеют действующие свидетельства о поверке и/или несут на себе знак поверки.

6.3.2 Определение метрологических характеристик СИКГ 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.

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

По метрологическим характеристикам применяемых СИ рассчитывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного 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 аттестованного программного комплекса. Пределы относительной погрешности принимаются равными относительной расширенной неопределенности, рассчитанной в диапазоне рабочих параметров.

6.3.4 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, %.

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

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

- где δ_{qPP} – пределы допускаемой относительной погрешности расходомера газа при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;
- $\delta_{нрИВК}$ – 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 эталона подают на вход вычислителя с учетом линии связи не менее 10000 импульсов для частот: 100 Гц, 250 Гц, 500 Гц, 750 Гц и 1000 Гц, которые соответствуют диапазону измерения объемного расхода газа в рабочих условиях расходомера и фиксируют количество импульсов, подсчитанное вычислителем.

6.3.4.2 Пределы 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, %.

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 RMP51 – барьер искрозащиты – основной вычислитель. Информация также дублируется на резервный вычислитель.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51 и с помощью эталона 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, которые соответствуют значениям давления 0 МПа, 0,1875 МПа, 0,375 МПа, 0,5625 МПа, 0,75 МПа. Фиксируют значение давления с дисплея вычислителя.

Значение давления P_i , задаваемое эталоном, рассчитывают по формуле

$$P_i = P_{\min} + \frac{P_{\max} - P_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (4)$$

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

$$\Delta P_i = P_i - P_{yi}, \quad (5)$$

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

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

При известном значении абсолютной погрешности относительная погрешность находится по формуле

$$\delta_p = 100 \frac{\Delta P_i}{P_{yi}} \quad (6)$$

6.3.4.3 Пределы допускаемой относительной погрешности определения температуры вычисляют по формуле

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

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

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

t – температура газа, °С;

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

y_{vi}, 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:

Вычислитель переводят в режим поверки измерительного канала. 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 эталона 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, которые соответствуют значениям температуры -20 °С, -1,25 °С, 17,5 °С, 36,25 °С, 55 °С. Фиксируют значение температуры с дисплея вычислителя.

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 вычислителя в i -той реперной точке, °С;

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

6.3.4.4 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, %.

6.3.4.5 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.

6.3.4.6 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

$$\mathcal{G}_{x_i} = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (14)$$

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

6.3.4.7 Предел относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям δV_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 формулам (1) и (15) не должны превышать $\pm 2,0$ %.

6.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКГ

Проверяют идентификационные данные ПО вычислителя.

С показывающего устройства вычислителя считывают номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО. Цифровой идентификатор ПО проверяется только в вычислителях, выпущенных после 22.01.2019.

Результаты поверки ПО считают положительными, если идентификационные данные ПО вычислителя соответствуют идентификационным данным ПО, приведенным в описании типа вычислителей.

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.