

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП «ВНИИР»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель директора по
научной работе заместитель директора
по качеству



В.А. Фафурин

« 27 » _____ сентября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного
газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ)

Методика поверки

МП 53894-13
с изменением №1

Начальник отдела НИО-13


А.И. Горчев
Тел. (843)272-11-24

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП ВНИИР

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП ВНИИР

Изменение № 1 утверждено ФГУП «ВНИИР» 27 сентября 2017 г.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ) (далее – система измерений) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Система измерений состоит из одной рабочей и одной резервной измерительных линий (далее – ИЛ) и предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода и объема сухого отбензиненного газа (далее - газ), приведенных к стандартным условиям.

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 газа при рабочих условиях.

Интервал между поверками системы измерений - 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	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.3	+	+
- средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы измерений	6.3.2	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления	6.3.3	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры	6.3.4	+	+
- абсолютной погрешности преобразования количества импульсов по каналу измерения расхода	6.3.5	+	+
- относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	6.3.6	+	+
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений	7	+	+
Оформление результатов поверки	8	+	+

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства:

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала $\pm 0,015\%$ от показания ± 2 мкА;
- калибратор многофункциональный модели MCX-II-R, диапазон частот от 0 до 10000 Гц, погрешность счета импульсов ± 1 импульс;
- термометр ртутный, диапазон измерений от 0 до 50 °С, цена деления 0,1 °С по ГОСТ 28498-90;
- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па по ТУ25-11.15135;
- психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30% до 80%, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ 25-11.1645;
- ПЭВМ с программным обеспечением CONFIG 600.

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;
- ПБ 08-624-2003 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	сухой отбензиненный 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
- напряжение питания, В	220 ⁺²² ₋₃₃
- частота переменного тока, Гц	50 \pm 1
- внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	отсутствуют

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 следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительного трубопровода до и после расходомера FLOWSIC 600 (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 и расхода. Проверку проводят путем подачи на входы контроллера измерительного FloBoss S600 фирмы «Emerson Process Management» (далее – контроллер) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей температуры, давления и расхода.

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее контроллера или 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 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 Cerebar S RMP 71 – барьер искробезопасности БИА-101 – контроллер.

Для этого отключают Cerebar S RMP 71 и с помощью калибратора подают на вход БИА-101 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 давления P_a с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ с программой CONFIG 600.

Значение задаваемого давления P_i рассчитывают по формуле

$$P_i = P_{\min} + \frac{P_{\max} - P_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (1)$$

где P_{\max}, P_{\min} - верхний и нижний пределы диапазона измерения давления;
 I_{\max}, I_{\min} - максимальное и минимальное значение токового сигнала, соответствующее верхнему и нижнему пределам диапазона измерения давления P_{\max}, P_{\min} .

По результатам измерений в каждой реперной точке рассчитывают погрешность по формуле

$$\Delta_p = P_g - P_i, \quad (2)$$

Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность не превышает $\pm 1,414$ кПа.

6.3.4 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 платиновый TR61 в комплекте с преобразователем измерительным TMT 182 – барьер искробезопасности БИА-101 – контроллер.

Для этого отключают TR61 в комплекте с преобразователем измерительным TMT 182 и с помощью калибратора подают на вход БИА-101 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 температуры T_g с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ с программой CONFIG 600.

Значение задаваемой температуры T_i рассчитывают по формуле

$$T_i = T_{\min} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} (I_i - I_{\min}), \quad (3)$$

где T_{\max}, T_{\min} - верхний и нижний пределы диапазона измерения температуры,
 I_{\max}, I_{\min} - максимальное и минимальное значение токового сигнала, соответствующее верхнему и нижнему пределам диапазона измерения температуры T_{\max}, T_{\min} .

По результатам измерений в каждой реперной точке рассчитывают погрешность по формуле

$$\Delta_T = T_g - T_i, \quad (4)$$

Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность не превышает $\pm 0,141$ °С.

6.3.5 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 10000. 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.

6.3.6 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.

6.3.6.1 Относительную погрешность вычисления объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, определяют по формуле

$$\delta_{Qc} = \sqrt{\delta_{Qv}^2 + \delta_{\rho c}^2 + \delta_{\rho}^2 + \delta_a^2}, \quad (5)$$

где δ_{Qv} – относительная погрешность измерений объемного расхода газа при рабочих условиях;

$\delta_{\rho c}$ – относительная погрешность вычисления плотности газа при стандартных условиях;

δ_{ρ} – относительная погрешность вычисления плотности газа при рабочих условиях;

δ_a – относительная погрешность вычисления объемного расхода, приведенного к стандартным условиям.

6.3.6.2 Относительную погрешность вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяют по формуле

$$\delta_{Vc} = \sqrt{\delta_{Qc}^2 + \delta_r^2}, \quad (6)$$

где δ_r – относительная погрешность измерения времени контроллером.

6.3.6.3 Относительную погрешность измерений объемного расхода газа при рабочих условиях определяют по формуле

$$\delta_{Qv} = \sqrt{\delta_{расх}^2 + \delta_f^2}, \quad (7)$$

где $\delta_{расх}$ – относительная погрешность расходомера;

δ_f – относительная погрешность контроллера при преобразовании частотно-импульсных сигналов в значения измеряемых величин.

6.3.6.4 Относительную погрешность вычисления плотности газа при стандартных условиях, определяют по формуле (23) ГОСТ 30319.1

$$\delta_{\rho c} = \sqrt{\delta_{\rho cu}^2 + \delta_{zc}^2 + \delta_s^2}, \quad (8)$$

где $\delta_{\rho cu}$ – погрешность определения плотности газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии;

δ_{zc} – погрешность определения фактора сжимаемости при стандартных условиях;

δ_s – погрешность экспериментального определения фактора сжимаемости по 3.3.3 ГОСТ 30319.1 ($\delta_s = 0,05\%$).

6.3.6.5 Погрешность определения плотности газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho cu} = \frac{0,6}{\rho_c} \left[\sum_i (k_i x_i \delta_{xi})^2 + 3,4 (x_a \delta_{xa})^2 + 9,0 (x_y \delta_{xy})^2 \right]^{0,5}, \quad (9)$$

где k_i – количество атомов углерода в i-м углеводородном компоненте ($C_k H_{2k+k}$) природного газа;

x_i – молярная доля углеводородного компонента;

x_a – молярная доля азота;

x_y – молярная доля диоксида углерода;

δ_{xi} , δ_{xa} и δ_{xy} – погрешности определения молярных долей, соответственно, i-го компонента природного газа, а также азота и диоксида углерода, как компонентов природного газа.

6.3.6.6 Погрешность определения фактора сжимаемости газа при стандартных условиях вычисляют по формуле

$$\delta_{zc} = 0,09 \frac{(1-z_c)^{0,5}}{z_c} \left[\sum_i (k_i x_i \delta_{xi})^2 + 0,18 (x_a \delta_{xa})^2 + 2,7 (x_y \delta_{xy})^2 \right]^{0,5}, \quad (10)$$

где z_c – фактор сжимаемости газа при стандартных условиях, определяют по 3.3.2 ГОСТ 30319.1.

6.3.6.7 Относительную погрешность вычисления плотности газа при рабочих условиях определяют по формуле

$$\delta_\rho = \sqrt{\delta_{\rho m}^2 + \nu_T^2 \delta_T^2 + \nu_p^2 \delta_p^2 + \sum_{i=1}^n (\nu_{xi} \delta_{xi})^2}, \quad (11)$$

где $\delta_{\rho m}$ – методическая погрешность определения плотности газа при рабочих условиях, определяется по ГСССД МР 113-03;
 δ_T – относительная погрешность определения температуры газа;
 ν_T – коэффициент влияния температуры газа на плотность газа, определяется в соответствии с (30) ПР 50.2.019-2006;
 δ_p – относительная погрешность определения давления газа;
 ν_p – коэффициент влияния давления газа на плотность газа, определяется в соответствии с (30) ПР 50.2.019-2006;
 δ_{xi} – относительная погрешность определения i -го компонента газа;
 ν_{xi} – коэффициент влияния i -го компонента газа на плотность газа, определяется в соответствии с (30) ПР 50.2.019-2006;
 n – число компонентов в газе.

6.3.6.8 Относительную погрешность измерений температуры газа определяют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(t_a - t_n)}{273,15 + t} \left[\sum \left(\frac{\Delta y_i}{y_{ei} - y_{ni}} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (12)$$

где t_a, t_n – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы комплекта средств измерений температуры;
 t – температура газа;
 Δy_i – абсолютная погрешность i -го преобразователя или прибора, входящего в комплект для измерений температуры;
 y_{ei}, y_{ni} – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала i -го преобразователя или прибора входящего в комплект.

6.3.6.7 Относительную погрешность измерений абсолютного давления газа определяют по формуле

$$\delta_p = \left[\sum (\delta_{pi})^2 \right]^{0,5}, \quad (13)$$

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

6.3.7.8 Относительная погрешность измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формулам (5) и (6) не должна превышать $\pm 0,8 \%$.

7 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений

7.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО) системы измерений при поверке.

ПО системы измерений базируется на ПО, входящих в состав системы измерений серийно выпускаемых компонентов, имеющих действующие свидетельства (сертификаты)

об утверждении типа средств измерений, дополнительного метрологически значимого ПО система измерений не имеет.

7.2 Проверку идентификационных данных ПО системы измерений осуществляют путем считывания с дисплея контроллера или при помощи ПЭВМ с программным обеспечением CONFIG 600.

7.2.1 Определение идентификационных данных ПО основного вычислительного компонента – контроллера измерительного FloBoss S600 проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню 5.SYSTEM SETTINGS:

1) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню 7.SOFTWARE VERSION;

2) нажатием клавиши "Стрелка вправо" получить идентификационные данные с экранов: VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма операционной системы VxWorks контроллера; VERSION CONTROL CONFIG STRUCTURE – контрольная сумма файла конфигурации.

7.3 Идентификационные данные ПО контроллера должны соответствовать указанным в описании типа.

7.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

8 Оформление результатов поверки

8.1 Положительные результаты поверки оформляют свидетельством о поверке в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга РФ 2 июля 2015 года №1815. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

8.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

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

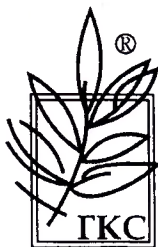
8.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

Приложение А
(обязательное)

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

№ п/п	Наименование СИ	Нормативный документ
1	2	3
1	Счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600	Инструкция ГСИ. Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600. Методика поверки.
2	Термопреобразователь сопротивления платиновый TR61	ГОСТ 8.461 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки.»
3	Преобразователь измерительный ТМТ 182	Инструкция ГСИ. Преобразователи измерительные серии iTEMP ТМТ. Методика поверки.
4	Преобразователь давления измерительный Cerebar S PMP 71	МИ 1997-89 «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
5	Барьер искробезопасности БИА-101	ЛПА – 21.010.01 МП «Барьер искробезопасности БИА-101. Методика поверки».
6	Контроллер измерительный FloBoss S600	Инструкция. ГСОЕИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки
7	Анализатор влажности 3050 модели 3050-OLV	Инструкция. Анализаторы влажности 3050 модели «3050-OLV», «3050-TE», «3050-DO», «3050-SLR», «3050-AR», «3050-AM», «3050-RM». Методика поверки
8	Анализатор температуры точки росы углеводородов модель 241 модификации 241CE	МП-242-0301-2006 «Анализаторы температуры точки росы углеводородов модель 241CE. Методика поверки»
9	Хроматограф газовый промышленный MicroSAM	Хроматографы газовые MicroSAM фирмы SIEMENS AG, Германия. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в июле 2004 года
10	Вычислитель расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ»	Инструкция. ГСОЕИ. Вычислители расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ». Методика поверки
11	Контроллер измерительно-вычислительный и управляющий STARDOM	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»

Приложение А (Измененная редакция, Изм. № 1)



**Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное предприятие «ГКС»
(ООО НПП «ГКС»)**

ул. Московская, д.35, г. Казань,
Республика Татарстан, Россия 420111

Тел.: +7 (843) 221 70 00

Факс: +7 (843) 221 70 01

mail@nppgks.com

www.nppgks.com

Первому заместителю директора
по научной работе – заместителю
директора по качеству ФГУП «ВНИИР»
г-ну В.А. Фафурину
(вниманию г-на А.И. Горчева)
г. Казань
e-mail: vniir@list.ru

Исх. от 25.04.2017 № ИСО-1404/17

Уважаемый Виктор Андреевич!

Прошу переоформить свидетельство об утверждении типа системы измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонетфть» (СИК СОГ), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53894-13, изготовленную ЗАО НИЦ «Инкомсистем», в связи с внесением изменений идентификационных данных программного обеспечения и изменением регистрационных номеров в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений средств измерений, входящих в состав системы измерений.

Приложение:

- подлинник свидетельства об утверждении типа – на 1 л. в 1 экз.;
- подлинник методики поверки – на 11 л. в 1 экз.

Заместитель Генерального директора –
Директор ДИСО

А.Ю. Балуйев

исп. Садриев Д.Р.
тел.: +7 (843) 221 70 00 доб. 128
e-mail: Dinar.Sadriev@nppgks.com