

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

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

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе –
заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

июля 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа I-ой
ступени сепарации нефти, поступающего в ЗАО «Отраденский ГПЗ» от
ОАО «Самаранефтегаз»

Методика поверки

МП 0291-13-2015

и.р. 63882-16

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»
ООО НТФ «БАКС»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа I-ой ступени сепарации нефти, поступающего в ЗАО «Отраденский ГПЗ» от ОАО «Самаранефтегаз» (далее – система измерений) изготовленную ООО НТФ «БАКС», г. Самара и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Система измерений состоит из двух измерительных линий (одна рабочая и одна резервная) и предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее - газ), приведенных к стандартным условиям, определения параметров газа, а также формирования необходимых отчетных документов.

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 – 2 года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
Внешний осмотр	6.1	+	+
Опробование	6.2	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.3	+	+
- средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы измерений	6.3.2	+	+
- приведенной к верхней границе диапазона измерений погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления	6.3.3	+	+
- приведенной к верхней границе диапазона измерений 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	+	+
Оформление результатов поверки	7	+	+

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 MC5-R, диапазон частот от 0 до 50000 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;

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;
- Федеральные нормы и правила 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 107
- напряжение питания, В	220 \pm 4,4
- 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 счетчика газа ультразвукового USZ08 (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 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 Опробование

6.2.1 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 107 (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.

6.2.2 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 ПО системы измерений осуществляют для основного вычислительного компонента системы – контроллера измерительного FloBoss 107. Проверку проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер.

Проверка идентификационных данных (признаков) ПО осуществляют путем считывания с дисплея контроллера данных идентификации.

Идентификационные данные (признаки) ПО основного вычислительного компонента – контроллера измерительного FloBoss 107 должны соответствовать указанным в описании типа.

Программное обеспечение вычислителя не относящееся к операционной системе такое, как: конфигурационные параметры, значения условно-постоянных величин системы измерений, параметры хранения измеренной информации и другие метрологически значимые параметры вычислителя определяемые, изменяемые, передаваемые в процессе эксплуатации в вычислитель или от вычислителя защищены многоуровневой системой паролей доступа с обязательным протоколированием всех вмешательств. Целостность метрологически значимого ПО, не относящегося к операционной системе вычислителя, определяют по журналам событий и состояниям специально выделенных параметров конфигурации, предназначенных для целей проверки целостности ПО в соответствии с руководством по эксплуатации вычислителя.

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 приведенной к верхней границе диапазона измерений 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 Cerabar S PMP71 – преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой серии К (далее – барьер искрозащиты), фирмы «Pepperl + Fuchs Pte, Ltd.» – контроллер.

Для этого отключают преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 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 давления с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

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

$$\delta_i = \frac{I_i - I_{yi}}{20} 100, \quad (1)$$

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

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

Результаты поверки считаются положительными, если пределы приведенной погрешности не превышают $\pm 0,16$ %.

6.3.4 Определение приведенной к верхней границе диапазона измерений 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 – преобразователь измерительный серии iTemp TMT модели TMT 82 – барьер искрозащиты – контроллер.

Для этого отключают термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 и с помощью калибратора подают на вход преобразователя измерительного серии iTemp TMT модели TMT 82, 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 с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют приведенную к верхней границе диапазона погрешность по формуле (1)

Результаты поверки считаются положительными, если пределы приведенной погрешности не превышают $\pm 0,16$ %.

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 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.

6.3.6 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 измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают с учетом метрологических характеристик применяемых средств измерений, по формуле

$$\delta_{Q_c} = \sqrt{\delta_{q_0}^2 + \delta_a^2 + (\theta_p \delta_p)^2 + (\theta_T \delta_T)^2 + \delta_K^2}, \quad (2)$$

где δ_{q_0} – относительная погрешность определения объемного расхода газа при рабочих условиях расходомером;

δ_a – вычисления объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

δ_p – относительная погрешность определения давления;

θ_p – коэффициент влияния давления газа на коэффициент приведения;

δ_T – относительная погрешность определения температуры;

θ_T – коэффициент влияния температуры газа на коэффициент приведения;

δ_K – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости.

6.3.6.2 Относительную погрешность измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{Q_c}^2 + \delta_T^2}, \quad (3)$$

где δ_T – относительная погрешность измерения времени.

6.3.7.3 Относительную погрешность определения коэффициента сжимаемости газа вычисляют по формуле:

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{K_m}^2 + \delta_{ID}^2}, \quad (4)$$

где δ_{K_m} – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости, определяемая в зависимости от плотности газа при стандартных условиях и давлении газа по ГСССД МР 113-03;

δ_{ID} – погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью определения исходных данных (без учета погрешности определения температуры и давления).

6.3.6.3.1 Относительную погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, связанную с погрешностью определения исходных данных, вычисляют по формуле:

$$\delta_{ID} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\theta_{xi} \delta_{xi})^2}, \quad (5)$$

где θ_{xi} – коэффициент влияния i-го компонента газа на коэффициент сжимаемости;

δ_{xi} – относительная погрешность определения i-го компонента газа;

n – число компонентов в газе.

6.3.6.3.2 В общем случае коэффициент влияния функции F от параметра y рассчитывают по формуле

$$\theta_y = \frac{\partial F}{\partial y} \frac{y}{F}, \quad (6)$$

где $\frac{\partial F}{\partial y}$ – частная производная функции F по y .

Если неизвестна математическая взаимосвязь величины $F(y)$ с параметром y или дифференцирование функции F затруднено, то коэффициент влияния рассчитывают по формуле

$$\theta_y = \frac{\Delta F}{\Delta y} \frac{y}{F}, \quad (7)$$

где ΔF – изменение значения величины F при изменении y на значение Δy (значение Δy рекомендуется выбирать не более абсолютной погрешности измерений параметра y).

6.3.6.4 Относительную погрешность измерений температуры газа определяют по формуле

$$\delta_T = \frac{100(t_g - t_n)}{273,15 + t} \left[\sum \left(\frac{\Delta y_i}{y_{oi} - y_{ni}} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (8)$$

где t_g, 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_{oi}, y_{ni} – соответственно, верхнее и нижнее значения диапазона шкалы или выходного сигнала i -го преобразователя или прибора входящего в комплект.

6.3.6.5 Относительную погрешность измерений абсолютного давления газа определяют по формуле

$$\delta_p = \left[\sum (\delta_{pi})^2 \right]^{0,5}, \quad (9)$$

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

6.3.6.6 Результаты поверки считаются положительными, если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формулам (2) и (3) 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 в соответствии с «Порядком проведения поверки средств измерений, требованиями к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утвержденному приказом Минпромторга России №1815 от 02 июля 2015 (далее – Порядок проведения поверки).

7.3. При отрицательных результатах поверки систему измерений не допускают к применению и выполняют процедуры, предусмотренные Порядком проведения поверки.

Приложение А
(обязательное)

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

Наименование СИ	Нормативный документ
Счетчик газа ультразвуковой USZ08	МП 51422-12 «Инструкция. ГСИ. Счетчики газа ультразвуковые USZ 08. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 апреля 2012 г.
Преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG, Германия», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый TR61	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Преобразователь измерительный серии iTemp TMT модели TMT 82	МП 50138-12 «Преобразователи измерительные серии iTEMP моделей TMT80, TMT82, TMT111. Методика поверки», разработанный и утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 19.09.2011 г.
Контроллер измерительный FloBoss 107	МП 14661-08 «Контроллеры измерительные ROC/FloBoss. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 27.03.2008 г.
Термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р	Инструкция «Термометры биметаллические. Методика поверки», разработанный и утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2010 г.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5ЩО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Термометр биметаллический ТМ серии 55	МП 2411-0086-2013 «Термометры биметаллические серии 46,46,50,52,53,54,55 фирмы «WIKА Alexander Wiegand SE & Co. KG», Германия. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2013 г.
Манометр деформационный трубчатой пружины мод. 233.30	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометр показывающий ТМ-321	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой серии К (далее – барьер искрозащиты), фирмы «Repperl + Fuchs Pte, Ltd.»	«Преобразователи с гальванической развязкой серии К, фирмы «Repperl + Fuchs GmbH, Германия. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 24.12.2008
--	---