

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

« 18 » 11 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества газа (СИКГ) «Топливный газ внешним
потребителям» (СИКГ-6)
(АО «Востсибнефтегаз»)

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0452-20 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г.Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н,
Хусаинов Р.Р.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (далее - СИКГ), приведенного к стандартным условиям, подаваемого внешним потребителям, и устанавливает методику ее периодической поверки.

Поверка СИКГ в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц объемного расхода газа от рабочего эталона 1-ого разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений объемного и массового расходов газа, утвержденной приказом Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа», что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 118-2017 «Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа». Поверка СИКГ осуществляется косвенным методом.

Отсутствует возможность проведение поверки на меньшем числе измеряемых величин и поддиапазонов измерений.

Интервал между поверками СИКГ: четыре года.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, указанные в таблице 1:

Таблица 1 – операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Внешний осмотр	6.1	Да	Да
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКГ	6.2	Да	Да
3. Опробование	6.3	Да	Да
4. Определение метрологических характеристик (МХ) СИ	6.4	Да	Да
5. Подтверждение соответствия СИКГ метрологическим требованиям	6.5	Да	Да

2.2 При получении отрицательных результатов при выполнении любой из операций поверка прекращается.

3 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Многофункциональный калибратор ASC300-R, диапазон измерения/воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме измерения/воспроизведения токового сигнала $\pm 0,015$ % от показания ± 2 мкА.

4.2 Угломер, диапазон измерений от 0 до 180°, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1^\circ$.

4.3 Поверочная расходомерная установка с пределом основной относительной погрешности $\pm 0,3\%$.

4.4 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

4.5 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. №534;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020г. №1479;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

6 Внешний осмотр СИКГ

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКГ следующим требованиям:

- комплектность СИКГ должна соответствовать технической документации;

- 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.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКГ, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ.

7 Подготовка к поверке и опробование

7.1 При подготовке к поверке СИКГ проверяют наличие актуальных сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений СИ, входящих в состав СИКГ.

7.2 Опробование

Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКГ значений температуры, давления, объемного расхода данным, отраженным в описании типа СИКГ.

Результаты опробования считают положительными, если текущие измеренные СИКГ значения температуры, давления, объемного расхода соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКГ, а также отсутствуют сообщения об ошибках.

8 Проверка программного обеспечения СИКГ

8.1 Подтверждение соответствия ПО СИКГ.

Проверяют версию программного обеспечения вычислителя УВП-280.

Чтобы определить номер версии ПО вычислителя УВП-280 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Необходимо нажать на кнопку «F2», находящуюся на лицевой стороне вычислителя УВП-280, выбрать функцию «сервис», далее выбрать строку «Информация», для вывода информации на дисплей вычислителя УВП-280 нажать на кнопку «F1».

Проверку цифрового идентификатора ПО вычислителя УВП-280 не проводят, поскольку вывод идентификационных данных ПО вычислителей УВП-280, выпущенных до 22.01.2019 на показывающее устройство или посредством подключения внешних устройств не предусмотрен.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

8.2. Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКГ и полученные в ходе выполнения п.8.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКГ программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик СИКГ

9.1 Определение МХ СИ

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ и (или) знаков поверки на СИ, и (или) записей и знаков поверки в паспортах (формулярах) СИ, и (или) сведений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о поверке СИ, входящих в состав СИКГ.

Допускается применение методик поверки приведенных в описании типа СИ, входящих в состав СИКГ, и утвержденных при их испытаниях

9.2 Определение относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям.

Относительную погрешность измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, δ_{V_c} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{Q_c}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (1)$$

где

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

δ_{τ} – относительная погрешность измерений времени, %.

Относительную погрешность измерений объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям, δ_{Q_c} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Q_c} = \sqrt{\delta_{Q_V}^2 + \delta_B^2 + \left(1 - p \frac{Z'_p}{Z}\right)^2 \cdot \delta_p^2 + \left(1 + T \frac{Z'_T}{Z}\right)^2 \cdot \delta_T^2 + \delta_Z^2 + \delta_{Z_c}^2}, \quad (2)$$

где

- δ_{Q_V} – относительная погрешность измерений объемного расхода СНГ в рабочих условиях, %;
- δ_B – относительная погрешность вычисления объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям, %;
- p – абсолютное давление СНГ, МПа;
- Z'_p, Z'_T – частные производные фактора сжимаемости газа, Z , по давлению и температуре, соответственно;
- δ_p – относительная погрешность измерений давления СНГ, %;
- T – термодинамическая температура СНГ, К;
- δ_T – относительная погрешность измерений температуры СНГ, %;
- δ_Z – относительная погрешность определения фактора сжимаемости СНГ при рабочих условиях без учета погрешности измерений давления и температуры, %;
- δ_{Z_c} – относительная погрешность, приписанная уравнению, применяемому для расчета фактора сжимаемости газа при стандартных условиях, %. В соответствии с ГСССД МР 113-03 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа» Принимают равной 0,2% при вычислении плотности сухого СНГ с содержанием метана не менее 70 мол.%, и 0,4% – при вычислении плотности сухих газовых смесей с содержанием метана менее 70 мол.% и для влажных газовых смесей.

Относительную погрешность измерений объемного расхода СНГ в рабочих условиях, δ_{Q_V} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Q_V} = \sqrt{\delta_{\text{рст}}^2 + \delta_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

где

- $\delta_{\text{рст}}$ – относительная погрешность измерений расхода СНГ при рабочих условиях с помощью ультразвукового преобразователя расхода, %;
- $\delta_{\text{пр}}$ – относительная погрешность преобразования выходного сигнала ультразвукового преобразователя расхода, %;

Относительную погрешность измерений давления СНГ, δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \sqrt{\sum_{i=1}^l \delta_{p_i}^2}, \quad (4)$$

где

- l – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения давления СНГ;
- δ_{p_i} – составляющая погрешности измерений давления СНГ, вносимая i -м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих погрешности, %.

Относительную погрешность измерений температуры СНГ, δ_T , %, вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{100 \cdot (t_B - t_H)}{273,15 + t} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^l \left[\frac{\delta_{y_i}}{y_{B_i} - y_{H_i}} \right]^2}, \quad (5)$$

где

- l – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения температуры СНГ;
- y_{B_i}, y_{H_i} – верхний и нижний предел измерений i -го компонента измерительной цепи, соответственно;
- t_B, t_H – верхний и нижний предел измерений температуры, соответственно, °C;
- δ_{y_i} – составляющая погрешности измерений температуры СНГ, вносимая i -м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих погрешности, %.

Относительную погрешность измерений фактора сжимаемости СНГ в рабочих условиях, δ_Z , %, вычисляют по формуле

$$\delta_Z = \sqrt{\delta_{Z_f}^2 + \sum_{i=1}^N [\vartheta_{z_{x_i}} \cdot \delta_{x_i}]^2}, \quad (6)$$

где

- N – количество компонентов смеси СНГ;
- δ_{Z_f} – относительная погрешность, приписываемая уравнению состояния, применяемому для расчета фактора сжимаемости. В соответствии с ГСССД МР 113-03 принимают равной 0,2% при вычислении плотности сухого СНГ с содержанием метана не менее 70 мол.%, и 0,4% – при вычислении плотности сухих газовых смесей с содержанием метана менее 70 мол.% и для влажных газовых смесей;
- $\vartheta_{z_{x_i}}$ – относительный коэффициент чувствительности фактора сжимаемости в рабочих условиях к изменению содержания i -го компонента смеси СНГ;
- δ_{x_i} – относительная погрешность определения содержания i -го компонента смеси СНГ, x_i , %. Определяют в соответствии с таб. 2 ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов».

Относительные коэффициенты чувствительности фактора сжимаемости в рабочих условиях к изменению содержания i -го компонента смеси СНГ, $\vartheta_{z_{x_i}}$, вычисляют по формуле

$$\vartheta_{z_{x_i}} = \frac{Z^* - Z}{x_i^* - x_i} \cdot \frac{x_i}{Z}, \quad (7)$$

где

- Z^* – фактор сжимаемости газа при рабочих условиях, рассчитанный при заданном составе газа с приращением мольной доли i -го компонента СНГ и нормализованном с помощью формулы

$$x_i^* = \begin{cases} \frac{x_i}{1 + \Delta x_j} & \text{при } j \neq i \\ \frac{x_i + \Delta x_j}{1 + \Delta x_j} & \text{при } j = i \end{cases}, \quad (8)$$

где

Δx_j – приращение мольной доли j -го компонента СНГ;

Частные производные фактора сжимаемости по температуре и давлению СНГ Z'_p, Z'_T вычисляются по следующей общей формуле

$$Z'_y = \frac{Z(y + \Delta y) - Z(y)}{\Delta y}, \quad (9)$$

где

y – значение измеряемой величины. В качестве значения измеряемой величины принимается абсолютное давление (МПа) или абсолютная температура (К) СНГ;

Δy – приращение измеряемой величины. Значение приращения измеряемой величины рекомендуется выбирать не более абсолютной погрешности измерений величины y .

Значения относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать $\pm 3\%$.

10 Подтверждение соответствия СИКГ метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 СИКГ считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 Результат расчета относительной погрешности объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, оформляют протоколом в свободной форме.

11.3 Сведения о результатах поверки средств измерений в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При положительных результатах поверки, в случае оформления свидетельства о поверке СИКГ руководствуются требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, и соответствующий им диапазон измерений объема СНГ при стандартных условиях;
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКГ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ.

11.4 При отрицательных результатах поверки, в случае недопуска СИКГ к эксплуатации, руководствуются требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения СИКГ

Протокол №1
подтверждения соответствия программного обеспечения СИКГ

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение, указанное в описании типа СИКГ	Значение, полученное во время проведения поверки СИКГ
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)		

Заключение: ПО СИКГ соответствует / не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКГ.

Должность лица проводившего поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.