

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

« 18 » 11 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного
газа СИКГ-8**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0463-20 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 с компрессорной станции низкого давления и установки улавливания легких фракций в трубопровод Г1211 перед сепараторами ГС-1/1,2,3, 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 Установка поверочная расходомерная «Ирга-ПУ-М» ООО «Глобус», диапазон измерений от 3 до 16000 м³/ч, относительная погрешность не более ±0,3 %;

4.2 Вычислитель «Ирга-2», предел измерений до 120000 м³/ч, погрешность преобразования входного сигнала 0,1;

4.3 Манометр, предел измерений до 60 МПа, класс точности 0,5;

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 СНГ, приведенного к стандартным условиям, %;

δ_{τ} – относительная погрешность измерений времени, %. Определяется в соответствии со свидетельством о поверке вычислителя УВП-280.

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

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

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;
- K'_p, K'_T – частные производные коэффициента сжимаемости газа, K , 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_K – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости СНГ без учета погрешности измерений давления и температуры, %.

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

$$\delta_{Q_V} = \sqrt{\delta_{pcr}^2 + \delta_{np}^2}, \quad (3)$$

где

- δ_{pcr} – относительная погрешность измерений расхода СНГ при рабочих условиях с помощью ультразвукового преобразователя расхода, %;
- δ_{np} – относительная погрешность преобразования выходного сигнала ультразвукового преобразователя расхода, %.

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

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

где

- l – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения давления СНГ;
- δ_{pi} – 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

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

где

- l – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения температуры СНГ;
- y_{Bi}, y_{Hi} – верхний и нижний предел измерений i -го компонента измерительной цепи, соответственно;
- t_B, t_H – верхний и нижний предел измерений температуры, соответственно, °С;

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 коэффициента сжимаемости СНГ, δ_K , %, вычисляют по формуле

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

где

N – количество компонентов смеси СНГ;

δ_{K_f} – относительная погрешность, приписываемая уравнению состояния, применяемому для расчета коэффициента сжимаемости. Определяют в соответствии с ГСССД МР 113-03 «Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давления до 15 МПа»;

ϑ_{Kx_i} – относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости 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 коэффициента сжимаемости к изменению содержания i -го компонента смеси СНГ, $\vartheta_{z_{x_i}}$, вычисляют по формуле

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

где

K^* – коэффициент сжимаемости газа, 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 коэффициента сжимаемости по температуре и давлению СНГ K'_p , K'_T вычисляют по следующей общей формуле

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

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 u .

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.

