

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



**М.В. Крайнов**

«04» 04 2022 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного  
газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского  
месторождения АО «ВЧНГ»**

**Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0676-22 МП**

**РАЗРАБОТАНА**

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

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Березовский Е.В., к.т.н,  
Сафиуллина А.Р.

## 1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» (далее - СИКГ), и устанавливает методику ее первичной, периодической поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы объемного расхода газа, давления и температуры 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»;
- Государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления, утвержденной Приказом Росстандарта № 1339 от 29.07.2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;
- ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»

соответственно, подтверждающие прослеживаемость к:

- ГЭТ 118-2017 «Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа»;
- ГЭТ 43-2013 «Государственный первичный эталон единицы давления в диапазоне 10-1600 МПа и эффективной площади поршневых пар грузопоршневых манометров в диапазоне 0,05-1 см<sup>2</sup>» и ГЭТ 23-2010 «Государственный первичный эталон единицы давления-паскаля»;
- ГЭТ 34-2020 «Государственный первичный эталон единицы температуры».

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	Обязательность выполнения операций поверки 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 Требования к условиям проведения 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 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются при проливном методе поверки расходомера-счетчика газа ультразвукового Turbo Flow UFG, входящего в состав СИКГ, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9 Определение метрологических характеристик СИКГ	Эталоны и СИ с диапазоном воспроизведения объемного расхода газа соответствующим диапазону измерений объемного расхода газа СИКГ и пределом основной относительной погрешности от 0,2 % до 0,5 %	Рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ Р 8.618-2014 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа»

При имитационном методе поверки расходомера-счетчика газа ультразвукового Turbo Flow UFG используют следующие средства поверки:

- программное обеспечение «АРМ «UFG View» или другое сервисное программное обеспечение;
- барометр aneroid БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106 кПа, цена деления 0,1 кПа.

4.2 Другие эталонные, вспомогательные СИ и метрологические, технические требования к ним указаны в НД на поверку СИ, входящих в состав СИКГ.

4.3 Допускается применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемой СИКГ.

### 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 указанной в таблице 3.

Таблица 3 – комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» с заводским номером 21003	–	1 шт.
Паспорт	211/20/1-02-ПС1	1 экз.
Руководство по эксплуатации	211/20/1-02-РЭ	1 экз.

- 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.

Проверка идентификационных данных ПО вычислителя УВП-280 (далее – вычислитель).

Чтобы определить идентификационные данные для ПО вычислителя 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».

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 расширенной неопределенности измерений объема свободного нефтяного газа (СНГ), приведенного к стандартным условиям (при коэффициенте охвата 2),  $U_{Vc}$ , % вычисляют по формуле

$$U_{Vc} = 2 \cdot u_{Vc}, \quad (1)$$

где

$u_{Vc}$  – относительная суммарная стандартная неопределенность измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, %.

Расширенная относительная неопределенность при коэффициенте охвата, равном 2, соответствует границе относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95.

Относительную суммарную стандартную неопределенность измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям,  $u_{Vc}$ , %, вычисляют по формуле

$$u_{Vc} = \sqrt{u_{qv}^2 + u_B^2 + \left(1 - p \frac{Z'_p}{Z}\right)^2 \cdot u_p^2 + \left(1 - T \frac{Z'_T}{Z}\right)^2 \cdot u_T^2 + u_Z^2 + u_{Zc}^2 + u_T^2}, \quad (2)$$

где

$u_{qv}$  – относительная стандартная неопределенность измерений объемного расхода СНГ при рабочих условиях, вычисляют по формуле (3) %;

$u_B$  – составляющая относительной стандартной неопределенности измерений объемного расхода и объема газа при стандартных условиях, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией, %;

$p$  – абсолютное давление СНГ, МПа;

$T$  – температура СНГ, °С,

$Z'_p, Z'_T$  – частные производные фактора сжимаемости СНГ по давлению и температуре, соответственно;

$Z$  – фактор сжимаемости. Вычисляют по компонентному составу СНГ,

измеренным значениям температуры и давления СНГ ГСССД МР 113 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа»;

- $u_p$  – относительная стандартная неопределенность измерений абсолютного давления СНГ, %;
- $u_T$  – относительная стандартная неопределенность измерений температуры СНГ, %;
- $u_Z$  – составляющая относительной стандартной неопределенности стандартизированной процедуры определения фактора сжимаемости СНГ при рабочих условиях без учета неопределенности измерений давления и температуры, %;
- $u_{Zc}$  – относительная стандартная неопределенность, определения фактора сжимаемости при стандартных условиях, %;
- $u'_t$  – относительная стандартная неопределенность при измерении интервала времени вычислителя УВП-280, %. Принимают равным нулю если относительная стандартная неопределенность измерения интервала времени  $u'_t$ , не превышает 0,01%.

Относительную стандартную неопределенность измерений объемного расхода СНГ при рабочих условиях  $u_{qv}$ , %, рассчитывают по формуле

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

где

- $u_{pcr}$  – относительная стандартная неопределенность измерений расхода СНГ при рабочих условиях с помощью расходомера, %;
- $u_{np}$  – относительная стандартная неопределенность преобразования выходного сигнала расходомера, %.

Частные производные,  $Z'_p, Z'_T$ , вычисляют по формуле

$$Z'_{y_i} = \frac{Z(y_i + \Delta y_i) - Z(y_i)}{\Delta y_i}, \quad (4)$$

где

- $\Delta y_i$  – приращение  $i$ -ой измеряемой величины.

Относительную стандартную неопределенность измерений абсолютного давления СНГ,  $u_p$ , %, вычисляют по формуле

$$u_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n u_{pi}^2}, \quad (5)$$

где

- $n$  – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения давления;
- $u_{pi}$  – оставляющая относительной стандартной неопределенности измерений абсолютного давления газа, вносимая  $i$ -м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами, %.

Относительную стандартную неопределенность результата измерений температуры СНГ,  $u_T$ , %, вычисляют по формуле

$$u_T = \frac{100 \cdot (t_B - t_H)}{273,15 + t} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{u_{yi}}{y_{Bi} - y_{Hi}} \right)^2}, \quad (6)$$

где

- $t_B$  – верхнее значение диапазона измерений СИ температуры, °С;
- $t_H$  – нижнее значение диапазона измерений СИ температуры, °С;
- $t$  – измеренное значение температуры СНГ, °С;
- $n$  – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения температуры;
- $u_{yi}$  – составляющая стандартная неопределенность измерения температуры, вносимая  $i$ -м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами, %;
- $y_{Hi}, y_{Bi}$  – нижний и верхний пределы измерений  $i$ -го компонента измерительной цепи.

Относительную стандартную неопределенность, определения фактора сжимаемости при стандартных условиях,  $u_{Zc}$ , %, вычисляют по формуле

$$u_{Zc} = \sqrt{u_{ZM}^2 + \sum_k (\theta_{ck} u_{ck})^2}, \quad (7)$$

где

- $u_{ZM}$  – относительная стандартная неопределенность, приписанная уравнению, применяемому для расчета фактора сжимаемости газа, %. Принимают равной относительной методической погрешности вычисления фактора сжимаемости СНГ в соответствии с ГСССД МР 113;
- $\theta_{ck}$  – коэффициент влияния  $k$ -го компонента СНГ на фактор сжимаемости СНГ при стандартных условиях;
- $u_{ck}$  – относительная стандартная неопределенность измерений  $k$ -го компонента СНГ, %. Принимают в соответствии с методикой измерений молярной доли компонентов.

Составляющую относительной стандартной неопределенности стандартизированной процедуры определения фактора сжимаемости СНГ при рабочих условиях без учета неопределенности измерений давления и температуры,  $u_Z$ , %, вычисляют по формуле

$$u_Z = \sqrt{u_{ZM}^2 + \sum_k (\theta'_{ck} u_{ck})^2}, \quad (8)$$

где

- $\theta'_{ck}$  – коэффициент влияния  $k$ -го компонента СНГ на фактор сжимаемости СНГ в рабочих условиях.

Коэффициенты влияния  $\theta_{ck}, \theta'_{ck}$  вычисляют по следующей общей формуле



$$\theta_{y_x} = \frac{\Delta Y}{\Delta y_x} \frac{y_x}{Y}, \quad (9)$$

где

- $Y$  – значение измеряемой величины, зависящее от параметров  $y_x$ , то есть  $Y = Y(y_1, y_2, \dots, y_x)$ . В качестве измеряемой величины могут выступать давление СНГ, температура СНГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.;
- $y_x$  – измеряемый параметр (усредненный за отчетный период), от которого зависит измеряемая величина;
- $\Delta y_x$  – абсолютная погрешность  $x$ -ого измеряемого параметра;
- $\Delta Y$  – изменение измеряемой величины  $Y$  при изменении измеряемого параметра на величину  $\Delta y_x$ .

Если для СИ или компонента измерительной цепи нормирована основная погрешность, то значения основной относительной стандартной неопределенности  $u_{oy}$ , %, величины « $y$ » рассчитывают по следующим формулам

- при известной основной абсолютной  $\Delta y_o$  или основной относительной погрешности  $\delta_{oy}$ , %:

$$u_{oy} = 0,5 \cdot \frac{\Delta y_o}{y} \cdot 100\% = 50 \cdot \frac{\Delta y_o}{y} = 0,5 \cdot \delta_{oy}, \quad (10)$$

где

- $y$  – измеряемая величина, выраженная в единицах измерения компонента измерительной цепи;

- при известной приведенной основной погрешности  $\gamma_o$ , %, если нормирующим параметром принят диапазон измерений :

$$u_{oy} = 0,5 \cdot \gamma_o \cdot \frac{y_B - y_H}{y}, \quad (11)$$

- $y_B$  – верхний предел измерений СИ величины « $y$ »;

- $y_H$  – нижний предел измерений СИ величины « $y$ ».

- если нормирующим параметром принят верхний предел измерений  $y_B$ :

$$u_{oy} = 0,5 \cdot \gamma_o \cdot \frac{y_B}{y} \quad (12)$$

Относительную стандартную неопределенность измерений  $u_y$ , %, рассчитывают по формуле

$$u_y = \left[ u_{oy_i}^2 + \sum_{i=1}^m u_{dy_{ij}}^2 \right]^{0,5}, \quad (13)$$

где

- $u_{oy_i}$  – основная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины « $y_i$ », рассчитанная без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами,

- %;
- $m$  – число влияющих величин;
- $u_{ду_{ij}}$  – дополнительная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины « $u_i$ », от  $j$ -ой влияющей величины, %.

Значения относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать  $\pm 2,5$  %.

#### **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.