

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»

М.В. Крайнов

15 » июня 2023 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений расхода и количества газа (КУУГ), поступающего с
УПГ Песцового месторождения в газопровод газа горючего
природного сухого

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0761-23 МП

Казань
2023

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н,

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений расхода и количества газа (КУУГ), поступающего с УПГ Песцового месторождения в газопровод газа горючего природного сухого (далее - СИКГ), и устанавливает методику ее первичной, периодической поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы объемного расхода газа 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» соответственно, подтверждающие 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: три 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	Да	Да
2. Подготовка к поверке и опробование	7	Да	Да
3. Проверка программного обеспечения	8	Да	Да
4. Определение метрологических характеристик (МХ)	9	Да	Да
5. Подтверждение соответствия СИКГ метрологическим требованиям	10	Да	Да
6. Оформление результатов поверки	11	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 счетчика газа КТМ600 РУС, 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 $\pm 0,3\%$	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений объемного и массового расходов газа, утвержденной приказом Росстандарта от 29.12.2018 № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

При имитационном методе поверки счетчика газа КТМ600 РУС используют сертифицированное программное обеспечение для расчета скорости звука и персональный компьютер.

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:

- Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

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

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 2.

Таблица 2 – комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений расхода и количества газа (КУУГ), поступающего с УПГ Песцовского месторождения в газопровод газа горючего природного сухого, с заводским номером 778	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	0933.00.00.000 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.

8.1.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») (далее – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные для ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры:

- в главном меню необходимо выбрать пункт меню «СИСТ.ПАРАМЕТРЫ» и нажать клавишу «↓»;

- в появившемся подменю выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ О ПО», после чего на экране ИВК отобразятся идентификационные данные ПО

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

8.1.2 Проверка идентификационных данных ПО «Rate» автоматизированного рабочего места оператора.

Чтобы определить идентификационные данные для ПО «Rate» необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры:

- нажать кнопку «Версия...» на верхней панели развернутого ПО «Rate»;

- после нажатия на кнопку открывается окно «О программе», в котором представлены:

- 1) версия ПО;
- 2) официальное патентованное название;
- 3) номера свидетельств о регистрации и аттестации ПО;
- 4) информация о контрольной сумме осуществляется после нажатия на кнопку «Получить данные по библиотеке».

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, от погрешности измерений которых зависит погрешность измерений объема природного газа (ПГ) СИКГ при стандартных условиях.

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

9.2 Расчет погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям.

Расширенная неопределенность измерений представляет собой стандартную неопределенность измерений, умноженную на коэффициент охвата, который при доверительной вероятности 0,95 равен 2. Расширенная относительная неопределенность при коэффициенте охвата, равном 2, соответствует границе относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95.

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

$$\delta_{V_c} = 2 \cdot u_{V_c}, \quad (1)$$

где

u_{V_c} – относительная стандартная неопределенность измерений объема ПГ при стандартных условиях, %.

Относительную стандартную неопределенность измерений объема ПГ, приведенного к стандартным условиям, u_{V_c} , %, с учетом п. 13.4 ГОСТ 8.611-2013 «ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода» (при стандартной относительной неопределенности результата определения интервала времени равной 0,005 % и интервала дискретизации 1 с) вычисляют по формуле

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

где

u_{q_v} – относительная стандартная неопределенность измерений объемного расхода ПГ при рабочих условиях, %. Принимают равной погрешности измерений объемного расхода при рабочих

Z'_p, Z'_T – в условиях счетчика газа;

p – частные производные коэффициента сжимаемости ПГ при рабочих условиях по давлению и температуре, соответственно. Вычисляют по формуле (80) ГОСТ 8.611;

T – абсолютное давление ПГ, МПа;

Z – температура ПГ, °С.

u_p – коэффициент сжимаемости ПГ при рабочих условиях. Вычисляют по компонентному составу и измеренным значениям температуры и давления ПГ в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе»;

u_T – относительная стандартная неопределенность измерений абсолютного давления ПГ, %. Вычисляют по формуле (88) ГОСТ 8.611;

u_Z – относительная стандартная неопределенность измерений температуры ПГ, %. Вычисляют по формуле (91) ГОСТ 8.611;

u_{Z_c} – относительная стандартная неопределенность определения отношения коэффициента сжимаемости ПГ при рабочих условиях, %. Вычисляют по формуле (106) ГОСТ 8.611;

– относительная стандартная неопределенность определения отношения коэффициента сжимаемости ПГ при стандартных условиях, %. Вычисляют по формуле (106) ГОСТ 8.611.

Относительную стандартную неопределенность измерений объемного расхода ПГ при рабочих условиях, u_{q_v} , %, вычисляют по формуле

$$u_{q_v} = \sqrt{u_{\text{prgc}}^2 + u_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

где

u_{prgc} – относительная стандартная неопределенность измерений расхода ПГ при рабочих условиях с помощью счетчика газа, %;

$u_{\text{пр}}$ – относительная стандартная неопределенность преобразования выходного сигнала счетчика газа, %.

Относительная стандартная неопределенность определения условно-постоянной величины вычисляют по формуле (111) ГОСТ 8.611

$$u_{x_i} = \frac{100}{\sqrt{6}} \cdot \left(\frac{x_{i \max} - x_{i \min}}{x_{i \max} + x_{i \min}} \right), \quad (4)$$

где

$x_{i \max}$ – максимальное значение содержания компонента, принятого за условно-постоянную величину, %;

$x_{i \min}$ – минимальное значение содержания компонента, принятого за условно-постоянную величину, %.

9.3 Вспомогательные формулы

Значение силы тока I , мА, (выходной сигнал 4-20 мА), соответствующее измеренному значению Y измеряемой величины «у», вычисляют по формуле

$$I = I_{\text{H}} + \frac{I_{\text{B}} - I_{\text{H}}}{Y_{\text{B}} - Y_{\text{H}}} \cdot (Y - Y_{\text{H}}), \quad (5)$$

где

I_{H} – минимальное (нижнее) значение выходного сигнала, мА, соответствующее измеренному значению Y_{H} измеряемой величины «у». Принимают равным 4 мА;

I_{B} – максимальное (верхнее) значение выходного сигнала, мА,

соответствующее измеренному значению Y_B измеряемой величины «у». Принимают равным 20 мА;

- Y_B – верхний предел измерений СИ величины «у»;
- Y_H – нижний предел измерений СИ величины «у»;
- Y – значение измеряемой величины. В качестве измеряемой величины могут выступать давление ПГ, температура ПГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.

Связи между абсолютной, приведенной погрешностями измерений и относительной стандартной неопределенностью

$$u_y = \frac{\Delta_y}{Y} \cdot 50\%, \quad (6)$$

где

- u_y – относительная стандартная неопределенность измерений величины «у»;
- Δ_y – абсолютная погрешность измерений величины «у»;
- Y – измеренная величина.

$$u_y = 0,5 \cdot \gamma_y \frac{Y_B - Y_H}{Y}, \quad (7)$$

где

- γ_y – приведенная погрешность измерений величины «у»;
- Y_B – верхнее предел диапазона измерений величины «у»;
- Y_H – нижний предел диапазона измерений величины «у».

Относительную стандартную неопределенность измерений величины «у» при использовании измерительной цели последовательно соединенных СИ u_y , %, рассчитывают по формуле

$$u_y = \sqrt{\sum_{i=1}^l \left(u_{oyi}^2 + \sum_{j=1}^{m_i} u_{dyij}^2 \right)}, \quad (8)$$

где

- l – число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи с линейной функцией преобразования, используемых для измерения величины «у»;
- u_{oyi} – основная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины «у», вносимая i -ым компонентом измерительной цепи, %;
- m_i – число влияющих величин на составляющую относительной стандартной неопределенности результата измерений величины «у», вносимая i -ым компонентом измерительной цепи;
- u_{dyij} – дополнительная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений величины «у» от j -ой влияющей величины, вносимая i -ым компонентом измерительной цепи, %.

Значения относительной погрешности измерений объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, не должны превышать $\pm 1,0 \%$.

Расчет по п.9.2 и п.9.3 допускается выполнять, используя специализированное программное обеспечения (например «Расходомер ИСО» или другое).

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 ПГ, приведенного к стандартным условиям, оформляют протоколом в свободной форме (при использовании специализированного программного обеспечения за протокол, принимают протокол, формируемый специализированным программным обеспечением).

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.

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.