



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
 И.А. Яценко
« 20 » июня 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерительная количества этановой фракции, подаваемой в
этанопровод АО «НГПЗ» – ЗАО «Нефтехимия» (СИКГ-6)**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2006/1-311229-2019

г. Казань
2019

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную количества этановой фракции, подаваемой в этанопровод АО «НГПЗ» – ЗАО «Нефтехимия» (СИКГ-6) (далее – СИКГ), заводской № 155, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Не допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКГ.

Интервал между поверками – 3 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 5.1);
- опробование (пункт 5.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 5.3);
- оформление результатов поверки (раздел 6).

Примечание – При получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКГ прекращают.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки СИКГ применяют следующие средства поверки:

– термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6А-Д; диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 2 % в диапазоне от 0 до 90 %, ± 3 % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,3$ °С;

– калибратор многофункциональный МСх-Р модификации МС5-Р-IS (далее – калибратор); диапазон воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm (0,02$ % показания + 1 мкА).

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКГ с требуемой точностью.

2.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, средства измерений (далее – СИ) должны быть поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКГ, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

3.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКГ и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Средства поверки и вторичную часть измерительных каналов (далее – ИК) СИКГ выдерживают при условиях, указанных в разделе 4, не менее трех часов.

5.2 Средства поверки и СИКГ подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКГ;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКГ (при периодической поверке);
- отсутствие механических повреждений СИКГ, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений;
- соответствие монтажа СИ, входящих в состав СИКГ, требованиям эксплуатационных документов.

6.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКГ соответствуют описанию типа СИКГ;
- представлено свидетельство о предыдущей поверке СИКГ (при периодической поверке);
- отсутствуют механические повреждения СИКГ, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие;
- монтаж СИ, входящих в состав СИКГ, соответствует требованиям эксплуатационных документов.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения СИКГ (вычислителя УВП-280) выполняют следующим образом:

- в окне основного меню нажать на кнопку F2, выбрав функцию «Сервис»;
- при помощи кнопок ▲, ▼ выбрать строку «Информация» и войти в этот пункт, нажав на кнопку F1 (показать информацию);
- считать номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения.

6.2.1.2 Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят по показаниям рабочего и резервного вычислителей УВП-280.

6.2.1.3 Результаты проверки идентификационных данных программного обеспечения считают положительными, если номер версии программного обеспечения совпадает с указанным в описании типа СИКГ.

6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКГ значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКГ;

– настроенные в вычислителе УВП-280 диапазоны измерений, на которые поверены преобразователи избыточного давления и температуры.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКГ значения температуры, давления и объемного расхода соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКГ;
- настроенные в вычислителе УВП-280 диапазоны измерений соответствуют диапазонам измерений, на которые поверены преобразователи избыточного давления и температуры.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКГ

6.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре), заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки, у СИ, входящих в состав СИКГ, кроме барьеров искрозащиты.

6.3.1.2 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если все СИ, кроме барьеров искрозащиты, входящие в состав СИКГ, поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

6.3.2 Определение приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования входных аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

6.3.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК, ко вторичной части ИК (включая барьер искрозащиты) подключают калибратор и задают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.3.2.2 В каждой контрольной точке вычисляют приведенную погрешность γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКГ (определяют по показаниям рабочего и резервного вычислителей УВП-280), мА;

$I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

6.3.2.3 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) погрешность в каждой контрольной точке по показаниям рабочего и резервного вычислителей УВП-280 не выходит за пределы $\pm 0,1$ %.

Примечание – При наличии действующих свидетельств о поверке на барьеры искрозащиты результаты поверки по 6.3.2 считают положительными и операции по 6.3.2.1 – 6.3.2.3 не выполняют.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям

6.3.3.1 Относительную погрешность измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям $\delta_{\text{qст}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{qст}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{qM}}^2 + \delta_{\text{pст}}^2 + \delta_{\text{выч}}^2 + \delta_{\text{вр}}^2}, \quad (2)$$

где δ_{qM} – относительная погрешность измерений ИК массового расхода газа, %;

$\delta_{\text{pст}}$ – относительная погрешность определения плотности газа при стандартных условиях, %;

$\delta_{\text{выч}}$ – относительная погрешность вычислителя УВП-280 при вычислении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %;

$\delta_{\text{вр}}$ – относительная погрешность вычислителя УВП-280 при измерении времени, %.

6.3.3.2 Относительную погрешность измерений ИК массового расхода газа δ_{qM} , %

рассчитывают по формуле

$$\delta_{q_m} = \pm \sqrt{\delta_q^2 + \delta_f^2}, \quad (3)$$

где δ_q – относительная погрешность расходомера массового Promass (модели 83F) (далее – массомер) при измерении массового расхода газа, %;
 δ_f – относительная погрешность вычислителя УВП-280 при измерении частотного сигнала, %.

6.3.3.3 Относительную погрешность массомера при измерении массового расхода газа δ_q , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_q = \pm \sqrt{\delta_{q_{\text{осн}}}^2 + \left(\frac{\gamma_{q\Delta t} \cdot \Delta t \cdot q_{m\text{max}}}{q_m} \right)^2 + (\delta_{q\Delta P} \cdot \Delta P \cdot 10)^2}, \quad (4)$$

где $\delta_{q_{\text{осн}}}$ – основная относительная погрешность массомера при измерении массового расхода газа, %;
 $\gamma_{q\Delta t}$ – дополнительная приведенная погрешность массомера при измерении массового расхода жидкости, вызванная изменением температуры измеряемой среды от температуры измеряемой среды при установке нулевой точки, %/1 °С;
 Δt – разность температуры измеряемой среды и температуры измеряемой среды при установке нулевой точки массомера, °С;
 $q_{m\text{max}}$ – максимальный измеряемый массомером массовый расход, т/ч;
 q_m – значение массового расхода газа, кг/ч;
 $\delta_{q\Delta P}$ – дополнительная относительная погрешность массомера при измерении массового расхода, вызванная изменением давления измеряемой среды от давления измеряемой среды при поверке, %/0,1 МПа;
 ΔP – разность давления измеряемой среды от давления измеряемой среды при поверке массомера, МПа.

Примечания

1. Разность между давлением газа в измерительной линии и давлением среды при поверке массомера должна быть не более 1,5 МПа. Если разность между давлением газа в измерительной линии и давлением среды при поверке массомера превышает 1,5 МПа, то для компенсации дополнительной погрешности массомера от изменения давления к массомеру должен быть подключен преобразователь давления в соответствии с эксплуатационной документацией на массомер и преобразователь давления.

2. Разность между температурой газа при эксплуатации СИКГ и температурой газа при установке нуля массомера должна быть не более 20 °С.

6.3.3.4 Относительную погрешность определения плотности газа при стандартных условиях $\delta_{\rho_{\text{ст}}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\rho_{\text{ст}}} = \pm \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{ст max}} - \rho_{\text{ст min}}}{\rho_{\text{ст max}} + \rho_{\text{ст min}}} \right), \quad (5)$$

где $\rho_{\text{ст max}}$ – максимальное значение диапазона изменения плотности газа при стандартных условиях, кг/м³;
 $\rho_{\text{ст min}}$ – минимальное значение диапазона изменения плотности газа при стандартных условиях, кг/м³.

Значения $\rho_{\text{ст max}}$ и $\rho_{\text{ст min}}$ рассчитывают по методике ГСССД МР 113–03 для компонентных составов «тяжелый» и «легкий» соответственно, приведенных в приложении А настоящей методики поверки. При этом действительное значение молярной доли каждого компонента из состава газа при эксплуатации СИКГ не должно выходить за границы, установленные в описании типа СИКГ.

6.3.3.5 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если относительная

погрешность измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитанная по формуле (2), не выходит за пределы $\pm 2,5\%$.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 В соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, при положительных результатах поверки СИКГ оформляют свидетельство о поверке СИКГ (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ), при отрицательных результатах поверки СИКГ – извещение о непригодности к применению.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

Варианты компонентного состава газа

Варианты компонентного состава газа приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Компонентный состав газа

Компоненты	Значение молярной доли, %	
	«Легкий»	«Тяжелый»
Метан (CH ₄)	27,5000	21,7000
Этан (C ₂ H ₆)	58,5000	62,5347
Пропан (C ₃ H ₈)	14,0000	15,5000
Бутан (nC ₄ H ₁₀)	0,0000	0,0535
Изобутан (iC ₄ H ₁₀)	0,0000	0,0535
Сероводород (H ₂ S)	0,0000	0,0046
Общая сера (S)	0,0000	0,0032
Диоксид углерода (CO ₂)	0,0000	0,1505