





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

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
 И.А. Яценко
« 13 » 12 2018 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерительная массового расхода (массы) нефти
поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01
НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1312/1-311229-2018

г. Казань
2018

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС), заводской № 304/305, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Допускается проводить поверку ИС в меньшем диапазоне измерений на основании письменного заявления владельца ИС с соответствующим занесением диапазонов измерений в свидетельство о поверке.

Интервал между поверками ИС – 2 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 6.1);
- опробование (пункт 6.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.3);
- оформление результатов поверки (пункт 7).

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

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки ИС применяют следующие средства поверки:

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

– калибратор многофункциональный MC5-R-IS (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01$ %; диапазон измерений последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов.

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

2.3 Все применяемые при поверке ИС эталоны должны быть аттестованы, средства измерений (далее – СИ) из состава средств поверки должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и ИС, 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 ИС 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) ИС выдерживают при условиях, указанных в разделе 4, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в их эксплуатационных документах.

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

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

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

6.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

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

6.2 Опробование

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) ИС проводят в соответствии с руководством по эксплуатации на ИС.

6.2.1.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО считают положительными, если идентификационные данные ПО ИС совпадают с указанными в описании типа.

6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют соответствие выходных сигналов первичных измерительных преобразователей ИС и текущих измеренных ИС значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа ИС.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если выходные сигналы первичных измерительных преобразователей ИС и текущие измеренные ИС значения температуры, давления, расхода соответствуют данным, отраженным в описании типа ИС.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав ИС

6.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки, у первичных измерительных преобразователей ИС (согласно описанию типа ИС).

6.3.1.2 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если у первичных измерительных преобразователей ИС (согласно описанию типа ИС) есть действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенная подписью поверителя и знаком поверки.

6.3.2 Определение приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра

6.3.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь ИК и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

6.3.2.2 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.3.2.3 Считывают значения входного сигнала с монитора операторской станции и в каждой контрольной точке рассчитывают 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 ИС, мА;

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

6.3.2.4 Если показания ИС можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значение тока $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{16}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \cdot (X_{\text{изм}} - X_{\text{min}}) + 4, \quad (2)$$

где X_{max} – настроенный верхний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;

X_{min} – настроенный нижний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 4 мА, в абсолютных единицах измерений;

$X_{\text{изм}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в абсолютных единицах измерений. Считывают с монитора операторской станции.

6.3.2.5 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) приведенная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,23$ %.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерений времени

6.3.3.1 Подключают выходной модуль калибратора, установленный в режим воспроизведения частотных электрических сигналов 1 Гц, к входному модулю второго калибратора, установленного в режим измерения импульсов.

6.3.3.2 При смене значения времени на дисплее ИС фиксируют:

– начальное значение времени с дисплея ИС $\tau_{\text{Внач}}$, с;

– начальное значение количества импульсов $n_{\text{нач}}$, импульсы, с дисплея калибратора.

6.3.3.3 Через интервал времени не менее трех часов при смене значения времени на дисплее ИС фиксируют:

– конечное значение времени с дисплея ИС $\tau_{\text{Вкон}}$, с;

– конечное значение количества импульсов $n_{\text{кон}}$, импульсы, с дисплея калибратора.

6.3.3.4 Относительную погрешность измерения времени δ_τ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_\tau = \frac{(\tau_{\text{Вкон}} - \tau_{\text{Внач}}) - (n_{\text{кон}} - n_{\text{нач}})}{(n_{\text{кон}} - n_{\text{нач}})} \cdot 100. \quad (3)$$

6.3.3.5 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если рассчитанная по формуле (3) относительная погрешность не выходит за пределы $\pm 0,05$ %.

6.3.4 Определение относительной погрешности вычисления массы брутто и массы нетто нефти

6.3.4.1 Приводят ИС в режим установки значений условно-постоянных параметров в соответствии с эксплуатационными документами ИС и вводят значения параметров необходимых для расчета массы брутто и нетто нефти, согласно инструкции на методику измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01F305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0312/5–147–311459–2018).

Примечание – При определении относительной погрешности вычисления массы брутто и нетто нефти допускается использовать текущие измеренные и вычисленные ИС параметры.

6.3.4.2 Относительную погрешность вычисления массы брутто нефти δ_6 , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_6 = \frac{M_{\text{бис}} - M_{\text{бми}}}{M_{\text{бми}}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $M_{\text{бис}}$ – масса брутто нефти по показаниям ИС, т;
 $M_{\text{бми}}$ – масса брутто нефти, рассчитанная по инструкции на методику измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01F305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0312/5–147–311459–2018), т.

6.3.4.3 Относительную погрешность вычисления массы нетто нефти δ_n , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_n = \frac{M_{\text{нис}} - M_{\text{нми}}}{M_{\text{нми}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где $M_{\text{нис}}$ – масса нетто нефти по показаниям ИС, т;
 $M_{\text{нми}}$ – масса нетто нефти, рассчитанная по инструкции на методику измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01F305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0312/5–147–311459–2018), т.

6.3.4.4 Результаты поверки по 6.3.4 считают положительными, если рассчитанные относительные погрешности вычисления массы брутто и массы нетто нефти не выходят за пределы $\pm 0,05$ %.

6.3.5 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти

6.3.5.1 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти рассчитывают в соответствии с инструкцией на методику измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01F305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0312/5–147–311459–2018).

6.3.5.2 Результаты поверки по 6.3.5 считают положительными, если рассчитанные:

– пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти не выходят за пределы $\pm 0,25$ %;

– пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не выходят за

пределы $\pm 0,29$ %.

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 ИС оформляют свидетельство о поверке ИС (знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС), при отрицательных результатах поверки ИС – извещение о непригодности к применению.