



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

 В.В. Фефелов

« 28 »  2022 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 2810/1-311229-2022

1 Общие положения

1.1 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.

1.2 Для ИС установлена поэлементная поверка. Метрологические характеристики первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) и комплекса измерительно-вычислительного Centum VP (далее – ИВК), входящих в состав ИС, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики ИС определяются на месте эксплуатации с помощью средств поверки и расчетным методом. Если очередной срок поверки ПИП или ИВК, входящих в состав ИС, наступает до очередного срока поверки ИС, то подлежит поверке только данный ПИП или ИВК, при этом поверку ИС не проводят.

1.3 Поверка счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion, модель CMF (с преобразователем серии 2700) (далее – массомер) и расходомера массового Promass (модификации Promass 500) (первичный преобразователь расхода (датчик) F), входящих в состав ИС, обеспечивают передачу единицы массового расхода жидкости, в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений (далее – СИ) массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.4 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 49,3 до 1280,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,29$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра, %	$\pm 0,38$
Примечание – Нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.	

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки	Обязательность выполнения операций поверки при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку ИС прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в месте установки системы обработки информации, °С от 15 до 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки ИС применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
6, 7, 8, 9	СИ температуры окружающей среды: диапазон измерений от плюс 15 до плюс 25 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С СИ относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 % СИ атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
	измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
9	Средство воспроизведений силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 20 мкА	Калибратор многофункциональный и коммуникатор ВЕАМЕХ МС6 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в ФИФОЕИ) (далее – калибратор)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

4.2 Применяемые эталоны и СИ должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и ИС, приведенных в их эксплуатационных документах, инструкций по охране труда, действующих на объекте, правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации ИС и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности в установленном порядке, изучившие требования безопасности, действующие на территории АО «ТАИФ-НК».

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность ИС;
- наличие паспортов (формуляров) на СИ, входящих в состав ИС;
- отсутствие механических повреждений ИС, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений;
- наличие и целостность пломб СИ, входящих в состав ИС.

6.2 Результаты поверки по 6 считают положительными, если:

- состав и комплектность ИС соответствуют описанию типа и паспорту ИС;
- имеются паспорта (формуляры) на СИ, входящие в состав ИС;
- отсутствуют механические повреждения ИС, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие и хорошо читаемые;
- СИ, входящие в состав ИС, опломбированы в соответствии с описаниями типа и

(или) эксплуатационными документами данных СИ.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Средства поверки выдерживают при условиях, указанных в разделе 3, не менее трех часов.

7.2 Средства поверки и ИС подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами. Приводят ИС в рабочее состояние в соответствии с эксплуатационными документами.

7.3 Проводят проверку настроек и введенных значений пределов измерений в ИВК на соответствие описанию типа и эксплуатационной документации ИС, а также отсутствие

сообщений об ошибках на мониторе рабочей станции оператора.

7.4 При опробовании проверяют функционирование задействованных измерительных каналов (далее – ИК) температуры, давления. Отключают ПИП и с помощью калибратора подают сигналы на каждый вход ИВК, соответствующего ИК, имитирующие сигналы от ПИП. Допускается проводить проверку по пункту 7.4 при определении метрологических характеристик ИС.

7.5 Поверку продолжают, если:

- выполнены требования, изложенные в пунктах 7.1 и 7.2;
- настройки ИВК, а также настроенные значения пределов измерений соответствуют описанию типа и эксплуатационной документации ИС;
- отсутствуют сообщения об ошибках на мониторе рабочей станции оператора;
- при увеличении/уменьшении с помощью калибратора значений входных сигналов соответствующим образом изменяются значения измеряемых ИС величин на мониторе рабочей станции оператора.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) ИС проводят путем сравнения идентификационных данных ПО ИС с идентификационными данными ПО, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа ИС и отраженными в описании типа ИС.

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки ПИП и ИВК, входящих в состав ИС

9.1.1 Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о поверке ПИП и ИВК, входящих в состав ИС.

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

9.2.1 Отключают ПИП и к соответствующему ИК, подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

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

9.2.3 С монитора автоматизированного рабочего места оператора считывают значение входного сигнала и в каждой реперной точке вычисляют приведенную погрешность γ_i , %, по формуле

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

где $I_{\text{эт}}$ – установленное значение калибратора в i -ой реперной точке, мА;
 $I_{\text{изм}}$ – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра ИС в i -ой реперной точке, мА, вычисляемое по формуле (при линейной функции преобразования):

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

где X_{max} , X_{min} – максимальные и минимальные значения измеряемого параметра, соответствующие максимальному и минимальному значениям границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА;

$X_{\text{изм}}$ – значение входного сигнала.

9.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто и

нетто нефти

9.3.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтяной смеси δ_{Mo} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mo} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{oM}^2 + \left(\frac{\Delta_{дМ} \cdot n}{q_m} \cdot 100 \right)^2} + \delta_{Kт}^2, \quad (3)$$

где δ_{oM} — основная относительная погрешность измерений массомера (при измерении массы нефтяной смеси), %;

$\Delta_{дМ}$ — дополнительная абсолютная погрешность измерений массомера, вызванная изменением температуры рабочей среды на 1 °C (при измерении массы нефтяной эмульсии), т/ч;

n — изменение температуры, °C;

q_m — массовый расход, т/ч;

$\delta_{Kт}^2$ — относительная погрешность при измерении времени, %.

9.3.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтяной эмульсии $\delta_{Mэ}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mэ} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{oM}^2 + \left(\frac{\Delta_{дМ} \cdot n}{q_m} \cdot 100 \right)^2} + \delta_{Kт}^2. \quad (4)$$

9.3.3 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды $\Delta_{Wв}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{Wв} = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (5)$$

где R — воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти;

r — сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти.

9.3.4 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей $\Delta_{Wмп}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{Wмп} = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}. \quad (6)$$

9.3.5 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей $\Delta_{фхс}$, мг/дм³ (г/м³), рассчитывают по формуле

$$\Delta_{фхс} = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}. \quad (7)$$

9.3.6 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей $\Delta_{Wхс}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{Wхс} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta_{фхс}}{\rho_n}, \quad (8)$$

где $\Delta_{фхс}$ — абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);

ρ_n — плотность нефти при определении содержания хлористых солей, кг/м³.

9.3.7 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta_{Мб}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Мб} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{M_o}{M_6} \cdot \delta_{M_o}\right)^2 + \left(\frac{M_3}{M_6} \cdot \delta_{M_3}\right)^2 + \left(\frac{M_d}{M_6} \cdot \frac{\delta_{M_d}}{1,1}\right)^2 + \left(\frac{M_{ш}}{M_6} \cdot \frac{\delta_{M_{ш}}}{1,1}\right)^2}, \quad (9)$$

где M_o – масса нефтяной смеси (сумма по всем измерительным линиям), т;

M_3 – масса нефтяной эмульсии, т;

M_d – масса деэмульгатора, т;

δ_{M_d} – относительная погрешность измерений массы деэмульгатора (рассчитывают согласно инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса жидкости. Методика измерений в резервуарах вертикальных стальных цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации № 2808/1-147-311459-2018), принимают равной 8,79 %;

$M_{ш}$ – масса щелочи (сумма по всем резервуарам), принимают равной 0,676 т;

$\delta_{M_{ш}}$ – относительная погрешность измерений массы щелочи (рассчитывают согласно инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса жидкости. Методика измерений в резервуарах вертикальных стальных цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (свидетельство об аттестации № 2808/1-147-311459-2018), принимают равной 8,88 %.

9.3.8 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Мб}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta_{W_B}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2 + \Delta_{W_{XC}}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}. \quad (10)$$

9.3.9 Результаты поверки по пункту 9.3 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 $\pm 0,29$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

ИС соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки ИС считают положительными, если:

- ПИП и ИВК, входящие в состав ИС, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;
- приведенная погрешность преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,38$ %;
- 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 $\pm 0,29$ %.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки.

11.2 Результаты поверки оформляются в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

11.3 По заявлению владельца ИС или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке ИС (знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению ИС.

11.4 Пломбирование ИС не предусмотрено.