



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

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»
В.В. Фефелов



_____ 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества нефти (СИКН) цеха № 01 НПЗ
АО «ТАИФ-НК»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1711/2-311229-2020

г. Казань
2020

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества нефти (СИКН) цеха № 01 НПЗ АО «ТАИФ-НК» (далее – СИКН), заводской № 3069-20, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к рабочему средству измерений в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года.

1.3 Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции 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	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

3 Требования к условиям проведения поверки

Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН, а также установленных правилами содержания и применения применяемых для поверки эталонов и эксплуатационных документов применяемых для поверки средства измерений (далее – СИ) и вспомогательных технических средств.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования,
6, 7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 15 до 25 °С, пределы допускаемой основной	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования,
	<p>абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С</p> <p>Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %</p> <p>Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа</p>	информационном фонде по обеспечению единства измерений)
9	<p>Средство воспроизведения силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ± 4 мкА</p> <p>Средство воспроизведения последовательности импульсов</p>	Калибратор многофункциональный и коммуникатор BEAMEX MC6 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

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

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

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКН;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии);
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН (при наличии), выполнена в соответствии со сведениями в их описаниях типа;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.2 Результаты опробования считают положительными, если отсутствуют сообщения об ошибках и текущие измеренные СИКН значения измеряемых параметров находятся внутри диапазонов, отраженных в описании типа СИКН.

8 Проверка программного обеспечения средства измерения

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

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют наличие сведений о поверке СП, входящих в состав СИКН, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение пределов допускаемой приведенной погрешности при преобразовании сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

9.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ПП) измерительного канала (далее – 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.

9.2.2 Считывают значения входного сигнала с дисплея комплекса измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) или с монитора автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) и в каждой контрольной точке рассчитывают приведенную погрешность γ_1 , %, по формуле

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

где $I_{\text{изм}}$ – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в i -ой реперной точке, мА;

$I_{\text{эт}}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;

I_{max} – максимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА;

I_{min} – минимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА.

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

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

где $X_{I_{\text{max}}}$ – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;

$X_{I_{\text{min}}}$ – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;

$X_{I_{изм}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений. Считывают с дисплея ИВК или с монитора АРМ оператора.

9.3 Определение абсолютной погрешности измерений количества импульсов (импульсного сигнала) на каждые 10000 импульсов

9.3.1 Отключают первичный ИП и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим генерации импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

9.3.2 Фиксируют количество импульсов, накопленное ИВК.

9.3.3 С помощью калибратора подают последовательность импульсов (импульсный сигнал) из 10000 импульсов, предусмотрев синхронизацию начала счета.

9.3.4 Считывают значения входного сигнала с монитора операторской станции и рассчитывают абсолютную погрешность Δ_n , импульс, по формуле

$$\Delta_n = n_{изм} - n_{зад}, \quad (3)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульс;

$n_{зад}$ – количество импульсов, заданное калибратором, импульс.

9.3.5 Операции по 9.3.1 – 9.3.4 проводят не менее трех раз.

9.4 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta_{M_{бр}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{бр}} = \pm \sqrt{\delta_{M_{рм}}^2 + \delta_{N_{ИВК}}^2 + \delta_{\tau_{ИВК}}^2}, \quad (4)$$

где $\delta_{M_{рм}}$ – относительная погрешность измерений массы нефти, соответствует относительной погрешности измерений массы с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», %;

$\delta_{N_{ИВК}}$ – относительная погрешность ИВК подсчета количества импульсов за период времени, %;

$\delta_{\tau_{ИВК}}$ – относительная погрешность ИВК при измерении времени, %.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.5.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δ_{M_n} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_{бр}}^2 + \frac{\Delta_{W_B}^2 + \Delta_{W_{мп}}^2 + \Delta_{W_{xc}}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где Δ_{W_B} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %.

9.5.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды Δ_{W_B} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, %;

r_B – сходимости метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, %.

9.5.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370–83, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370–83, %.

9.5.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_n^{xc} \cdot \sqrt{2}}, \quad (8)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534–76, %;

r_{xc} – сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534–76, %;

ρ_n^{xc} – плотность нефти при условиях определения концентрации хлористых солей, приведенная к условиям измерений массы, кг/м³.

9.5.5 Результаты расчетов по формулам (6) – (8) округляют до трех знаков после запятой. Результаты расчета по формуле (5) округляют до двух знаков после запятой.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;

– приведенная погрешность при преобразовании сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,08$ %;

– абсолютная погрешность при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) на каждые 10000 импульсов в каждой контрольной точке не превышает ± 1 импульс;

– относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;

– относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых эталонов, результатов поверки, заключения по результатам поверки.

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

По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН, при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.