



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

2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти на
ПСП «Михайловка»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1608/1-311229-2021

г. Казань
2021

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Михайловка» (далее – СИКН), заводской № 2452-17, 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 средствам измерений, установленным в части 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 и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

1.3 Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), установленных в составе СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом в соответствии с пунктом 9.4 настоящей методики поверки.

1.4 Проведение поверки СИКН в части отдельных автономных блоков из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений не допускается.

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 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	Термогигрометр ИВА-6

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
9	Среды: диапазон измерений от 15 до 25 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	(регистрационный номер 46434-П в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
9	Средство воспроизведения силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ± 4 мкА	Калибратор многофункциональный и коммуникатор BEAMEX MS6 (-R) (регистрационный номер 52489-13 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
	Средство воспроизведения последовательности импульсов	

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИ 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.

8.1.1 Проверку ПО контроллеров измерительно–вычислительных OMNI 3000/6000 (далее – ИВК) выполняют для каждого ИВК в следующей последовательности:

- на лицевой панели соответствующего ИВК нажать клавишу «Статус»;
- нажать клавишу «Enter»;
- нажимая клавишу «↓», пролистать до отображения необходимых идентификационных данных.

8.1.2 Проверку ПО автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) выполняют в следующей последовательности:

- на мониторе рабочей станции АРМ оператора открыть вкладку «Диагностика»;
- нажать на кнопку «Контрольные суммы».

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 Проверка результатов поверки СИ, установленных в составе СИКН

9.1.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, установленных в составе СИКН, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение приведенной погрешности измерений аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

9.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь измерительного канала (далее – ИК), и ко вторичной части ИК (включая барьер искрозащиты) подключают калибратор и задают 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 монитора АРМ оператора СИКН и в каждой контрольной точке вычисляют приведенную погрешность измерений аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА γ_1 , мА, 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 СИКН, мА;

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

9.2.3 Если показания СИКН 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 измерительного канала, соответствующий значению силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;

X_{\min} – настроенный нижний предел измерений измерительного канала, 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.

9.3 Определение относительной погрешности при измерении массы брутто нефти

9.3.1 При поверке счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – РМ), входящих в состав СИКН, по документу МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, относительную погрешность измерений массы брутто нефти δ_M , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_{qo}^2 + \delta_N^2}, \quad (3)$$

где δ_{qo} – относительная погрешность РМ при измерении массового расхода и массы, %;

δ_N – относительная погрешность ИВК преобразования входных электрических сигналов в значения величины массы, %. Указывают в соответствии со сведениями о поверке ИВК.

9.3.2 При поверке РМ, входящих в состав СИКН, на месте эксплуатации по МИ 3151–2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» или по МИ 3272–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти δ_M , %, принимают равной относительной погрешности РМ.

9.4 Определение относительной погрешности при измерении массы нетто нефти

9.4.1 Относительную погрешность при измерении массы нетто нефти δ_{M_n} , %, определяют по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_M)^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δ_M – относительная погрешность при измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_b – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;

W_b – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.4.2 Абсолютные погрешности измерений массовых долей хлористых солей и механических примесей в нефти, а также содержания воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

где R – воспроизводимость методов определения параметров нефти;
 r – сходимость методов определения параметров нефти.

Примечание – Значения R и r приведены в ГОСТ 21534–76, ГОСТ 6370–83, ГОСТ 2477–2014.

9.4.3 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - r_{мп}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}} \quad (6)$$

$R_{мп}$ – 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, %.

9.4.4 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{н20}} \quad (7)$$

где $\Delta \varphi_{xc}$ – пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³ (г/м³);

$\rho_{н20}$ – плотность нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³ (измеренная в испытательной лаборатории).

9.4.5 Пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta \varphi_{xc}$, мг/дм³ (г/м³), вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - r_{xc}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}} \quad (8)$$

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, %;

9.4.6 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти в испытательной лаборатории $\Delta W_{в}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{в} = \pm \frac{\sqrt{R_{в}^2 - r_{в}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}} \quad (9)$$

где $R_{в}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, %;

$r_{в}$ – сходимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

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

– пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, % от диапазона измерений, не выходят за пределы $\pm 0,14$ %;

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

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не

выходят 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, заключения по результатам поверки.

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

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

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.