



## 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

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1516

### МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1704/1-311229-2024

г. Казань  
2024

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1516 (далее – СИКН), заводской № 2046-15, 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 средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений 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 (далее – ГПС). Прослеживаемость при поверке СИКН обеспечивается в соответствии с ГПС к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63–2019.

### 1.3 Определение метрологических характеристик

1.3.1 Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).

1.3.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

1.4 Если очередной срок поверки СИ, входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, входящего в состав СИКН, то поверяют только данное СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающемся при поверке, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

1.6 В результате поверки подтверждаются метрологические характеристики, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 231 до 1292
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

\* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 2 – 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 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 средства измерений	11	Да	Да

**2.2** Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку СИКН не проводят и переходят к пункту 11 методики поверки.

### **3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений**

3.1 Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на объекте, а также требования безопасности, приведенные в эксплуатационных документах используемых эталонов и СИ.

### **4 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

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

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
7, 8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 5 до 30 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °C	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5$ %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	

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 безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства (инструкции) 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, входящих в состав СИКН, и комплектность СИКН;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии информации в описании типа данных СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих её применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и ее компонентов.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в описаниях типа данных СИ;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;
- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки на все средства поверки.

7.3 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться подтекания нефти. При обнаружении подтекания нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.4 Проверка работоспособности

7.4.1 Проверяют:

- отсутствие в контроллерах измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) и на автоматизированном рабочем месте оператора (далее – АРМ оператора) сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода, влагосодержания и плотности данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.4.2 Результаты проверки работоспособности считаются положительными, если:

- в ИВК и на АРМ оператора отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода и плотности соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

## 8 Проверка программного обеспечения средства измерения

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

8.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКН.

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

## 9 Определение метрологических характеристик средства измерений

### 9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

9.1.1 СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа этих СИ.

### 9.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 При поверке счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ) по документу «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС 25 июля 2010 г., относительную погрешность измерений массы брутто  $\delta_{M_{бп}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{бп}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_q^2 + \delta_N^2 + \delta_{выч}^2}, \quad (9.1)$$

где  $\delta_q$  – относительная погрешность СРМ при измерении массового расхода и массы жидкости, %;

$\delta_N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала, %;

$\delta_{выч}$  – допускаемая относительная погрешность ИВК при вычислении массового расхода (массы) измеряемой среды, %.

9.2.2 Относительную погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала  $\delta_N$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_N = \pm \frac{\Delta_N}{N} \cdot 100, \quad (9.2)$$

где  $\Delta_N$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при измерении количества импульсов, импульс;

$N$  – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульс.

9.2.3 При поверке СРМ 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», относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности СРМ.

### 9.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти  $\delta_{M_{н}}$ , %, определяется по формуле:

$$\delta_{M_{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_{бп}}^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (9.3)$$

где  $\Delta_{W_b}$  – 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, %;  
 $W_b$  – массовая доля воды в нефти, %;  
 $W_{мп}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.2 Определение абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти

9.3.2.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta_{W_b}$ , %, при измерении объемной доли воды с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_b} = \pm \frac{\Delta_{\phi_b} \cdot \rho_b}{\rho_n}, \quad (9.4)$$

где  $\Delta_{\phi_b}$  – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, %;  
 $\rho_b$  – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Принимается равной  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  
 $\rho_n$  – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной измеренной поточным преобразователем плотности или ареометром в лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

9.3.2.2 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм  $\Delta_{\phi_b}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\phi_b} = \pm \sqrt{(\Delta_{\phi_{влосн}} + \Delta_{\phi_{влдоп}})^2 + \Delta_{\phi_{баросн}}^2 + \Delta_{\phi_{бардоп}}^2 + \Delta_{\phi_{ИВКосн}}^2 + \Delta_{\phi_{ИВКдоп}}^2}, \quad (9.5)$$

где  $\Delta_{\phi_{влосн}}$  – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, объемная доля воды, %;  
 $\Delta_{\phi_{влдоп}}$  – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомеров нефти поточных УДВН-1пм, объемная доля воды, %;  
 $\Delta_{\phi_{баросн}}$  – основная абсолютная погрешность измерений барьером искрозащиты, объемная доля, %;  
 $\Delta_{\phi_{бардоп}}$  – дополнительная абсолютная погрешность измерений барьером искрозащиты, объемная доля, %;  
 $\Delta_{\phi_{ИВКосн}}$  – основная абсолютная погрешность контроллера измерительного FloBoss S600+, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;  
 $\Delta_{\phi_{ИВКдоп}}$  – дополнительная абсолютная погрешность контроллера измерительного FloBoss S600+, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %.

9.3.2.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta_{W_b}$ , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_b} = \pm \frac{\sqrt{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.6)$$

где  $R_b$  – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;  
 $r_b$  – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.3.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти  $\Delta_{W_{\text{МП}}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{МП}}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{МП}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{МП}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.7)$$

где  $R_{\text{МП}}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{МП}}$  – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

9.3.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти  $\Delta_{W_{\text{ХС}}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{ХС}}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{ХС}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{ХС}}^2}}{\rho_{\text{н}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.8)$$

где  $R_{\text{ХС}}$  – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм<sup>3</sup>;

$r_{\text{ХС}}$  – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, измеренная поточным преобразователем плотности, а при отсутствии поточного преобразователя плотности – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м<sup>3</sup>.

9.3.5 Массовую долю воды в нефти  $W_{\text{в}}$ , %, рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{в}} = \frac{\Phi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (9.9)$$

где  $\Phi_{\text{в}}$  – объемная доля воды в нефти, %.

9.3.6 Массовую долю хлористых солей в нефти  $W_{\text{ХС}}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = \frac{0,1 \cdot \Phi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (9.10)$$

где  $\Phi_{\text{ХС}}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

9.3.7 Результаты расчета по формулам (9.4) – (9.10) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.3) – до второго знака после запятой.

9.3.8 Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

## 10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки комплекса считаются положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ по документам на поверку, установленным при утверждении типа данных СИ;

– 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 средства измерений

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

11.2 Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

11.3 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

11.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.