



## 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

« 01 » 2023 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-1  
«Товарная нефть от насосной станции внешнего транспорта»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 0112/1-311229-2023**

г. Казань  
2023

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «СИКН-1 «Товарная нефть от насосной станции внешнего транспорта» (далее – СИКН), заводской № 434, 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 года № 2356 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, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

1.4 При поверке СИКН должны быть подтверждены метрологические характеристики СИКН, приведенные в таблице 3 описания типа СИКН.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	11

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

## 3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

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



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

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7, 8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 5 до 30 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	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 80 %, 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 средства измерений 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 средств измерений (далее – 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 ее применению;

– четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и его 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;

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – 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 Опробование СИКН осуществляют путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды, соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

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 комплекса.

## **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 расходомеров-счетчиков массовых кориолисовых ROTAMASS модели RC по документу МП 208-059-2022 «ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS модели RC. Методика поверки», утвержденному ФГБУ «ВНИИМС» 15.12.2022 г., относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta_{M_{бр}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{бр}} = \pm \sqrt{\delta_q^2 + \delta_f^2 + \delta_t^2}, \quad (9.1)$$

где  $\delta_q$  – относительная погрешность расходомеров-счетчиков массовых кориолисовых ROTAMASS модели RC при измерении массового расхода и массы жидкости, %;

$\delta_f$  – относительная погрешность контроллера измерительного FloBoss S600+

(далее – ИВК) при преобразовании входного частотного сигнала, %;

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

9.2.2 Результаты определения метрологических характеристик СИКН при измерении массы брутто нефти считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %.

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

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

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Мбр}^2 + \frac{(\Delta_{W_B})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (9.2)$$

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 влагомер нефти микроволнового МВН-1 (далее – ВН) вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\Delta_{\varphi_B} \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (9.3)$$

где  $\Delta_{\varphi_B}$  – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением ВН, %;

$\rho_B$  – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти,  $\text{кг/м}^3$ . Принимается равной  $1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_H$  – 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,  $\text{кг/м}^3$ .

9.3.2.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения объемной доли воды в нефти с применением ВН  $\Delta_{\varphi_B}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\varphi_B} = \pm \sqrt{\Delta_{\varphi_{\text{влош}}}^2 + \Delta_{\varphi_{\text{оснбар}}}^2 + \Delta_{\varphi_{\text{допбар}}}^2 + \Delta_{\varphi_{\text{ИВКосн}}}^2 + \Delta_{\varphi_{\text{ИВКдоп}}}^2}, \quad (9.4)$$

где  $\Delta_{\varphi_{\text{влош}}}$  – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, объемная доля воды, %;

$\Delta_{\varphi_{\text{оснбар}}}$  – основная абсолютная погрешность барьеров искробезопасности, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;

$\Delta_{\varphi_{\text{допбар}}}$  – дополнительная абсолютная погрешность барьеров искробезопасности, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;

$\Delta_{\varphi_{\text{ИВКосн}}}$  – основная абсолютная погрешность ИВК, при преобразовании токового сигнала, объемная доля, %;

$\Delta_{\varphi_{\text{ИВКдоп}}}$  – дополнительная абсолютная погрешность ИВК, 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

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.4)$$

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

$r_B$  – сходимостъ 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  $\Delta_{W_{мп}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.5)$$

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

$r_{мп}$  – сходимостъ 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  $\Delta_{W_{xc}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_M \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.6)$$

где  $R_{xc}$  – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, %;

$r_{xc}$  – сходимостъ метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, %;

$\rho_M$  – 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  $W_B$ , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (9.7)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, %.

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_M}, \quad (9.8)$$

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

9.3.7 Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.9) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.2) – 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 СИКН считают положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации 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 Российской Федерации.

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 Российской Федерации.