

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»  
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И  
МЕТРОЛОГИЯ»  
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

**«СОГЛАСОВАНО»**

Главный инженер  
АО «Транснефть – Автоматизация и  
Метрология»

И.Ф. Гибасев

«16» августа 2025 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

Система измерений массы нефти по резервной схеме учета ПСП «Нижнекамский НПЗ»

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП-0084-ТАМ-2025**

г. Москва  
2025

## 1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений массы нефти по резервной схеме учета ПСП «Нижекамский НПЗ» (далее – СИКН РСУ), заводской № 54/24, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

СИКН РСУ соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой применимой для Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости и прослеживается к ГЭТ 63-2025.

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН РСУ, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН РСУ определяются на месте эксплуатации расчетным методом.

Если очередной срок поверки СИ наступает до очередного срока поверки СИКН РСУ, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН РСУ не проводят.

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

Таблица 1

Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м <sup>3</sup> /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 60 до 1400	±0,25	±0,35

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

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1 7.2
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.3
Определение метрологических характеристик	Да	Да	9
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	10



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

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН РСУ проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН РСУ.

3.2 Условия эксплуатации СИКН РСУ и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН РСУ.

### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Средство измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -35 до +45 °С с абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °С.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13). Термометр лабораторный электронные, ЛТ-300, (регистрационный № 61806-15).
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода жидкости ультразвуковых DFX-MM, DFX-LV, модификации DFX-MM типоразмера DFX 08 (далее – УПР), пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %. Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,025$ %, пределы допускаемой относительной погрешности	Трубопоршневая поверочная установка ТПУ, (регистрационный № 76730-19). Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный № 67527-17). Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационный № 52638-13).



	при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05\%$ (далее – ИВК). Поточный преобразователь плотности, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$ .	
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

## 5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН РСУ, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

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

## 6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН РСУ следующим требованиям:

- состав СИКН РСУ должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН РСУ не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН РСУ;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН РСУ должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН РСУ соответствует вышеперечисленным требованиям.

## 7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки в соответствии с таблицей 3.

### 7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

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

### 7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН РСУ в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН РСУ, следующим образом:



- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН РСУ и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН РСУ путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки.

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

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН РСУ проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН РСУ соответствуют указанным в описании типа СИКН РСУ.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений**

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

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН РСУ, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН РСУ, приведен в описании типа СИКН РСУ.

Входящие в состав СИКН РСУ, СИ на момент проведения поверки СИКН РСУ должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Проверку согласно 9.1 проводят для средств измерений, фактически установленных показывающих СИ температуры и давления на момент проведения поверки СИКН РСУ.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН РСУ, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

### **9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН РСУ**

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН РСУ проводят путем анализа результатов поверки УПР, установленных на ИЛ. За минимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наибольшее значение объемного расхода через ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно меньше. СИКН РСУ считают выдержавшая испытания, если полученные результаты соответствуют заявленным.

### **9.3 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы брутто нефти**

Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН РСУ, используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН РСУ для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН РСУ



$\delta_{\text{МБ}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{МБ}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_v$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема УПР, входящего в состав СИКН РСУ, (из описания типа), входящего в состав СИКН РСУ;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$T_v$  – температура нефти при измерениях ее объема,  $^\circ\text{C}$ , принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;

$T_p$  – температура нефти при измерениях ее плотности,  $^\circ\text{C}$ , принимают равной температуре нефти в БИК основной схемы учета;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta_{T_p}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности,  $^\circ\text{C}$ , принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК основной схемы учета (из описания типа преобразователей температуры);

$\Delta_{T_v}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема,  $^\circ\text{C}$ , принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии СИКН РСУ (из описания типа преобразователя температуры);

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти (из описания типа ИВК), %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta_p$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где  $\Delta_p$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти,  $\text{кг/м}^3$  (в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН РСУ).

СИКН РСУ считают выдержавшей испытания, а значение относительной погрешности при измерениях массы брутто нефти, не превышающей установленные пределы  $\pm 0,25$  %, если СИ, применяемые при измерениях массы брутто нефти, имеют положительные результаты поверки и подтвержден заявленный объемный расход через СИКН РСУ.

#### 9.4 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН РСУ проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ 8.587.

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

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мб}}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{\text{W}_\text{в}})^2 + (\Delta_{\text{W}_\text{мп}})^2 + (\Delta_{\text{W}_\text{хс}})^2}{\left[1 - \frac{\text{W}_\text{в} + \text{W}_\text{мп} + \text{W}_\text{хс}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

- где  $\delta_{\text{Мб}}$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_\text{мп}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_\text{хс}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $\text{W}_\text{в}$  – массовая доля воды в нефти, %;
- $\text{W}_\text{мп}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $\text{W}_\text{хс}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701. Для доверительной вероятности  $P=0,95$  и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений  $\Delta$ , % массовая доля, вычисляют по формуле

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

- где  $R$  – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
- $r$  – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти  $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{W}_\text{в}} = \sqrt{\frac{R_\text{в}^2 - 0,5 \cdot r_\text{в}^2}{2}}, \quad (6)$$

- где  $R_\text{в}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;
- $r_\text{в}$  – сходимости метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти  $\Delta_{\text{W}_\text{мп}}$ , %, вычисляют по формуле

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



где  $R_{мп}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;

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

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей  $R_{xc}$  по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{xc}$ .

Значение сходимости  $r_{xcм}$ , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (8)$$

где  $\rho_{изм}^д$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти  $\Delta_{w_{xc}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^д \cdot \sqrt{2}}. \quad (9)$$

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \phi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (10)$$

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

СИКН РСУ считают выдержавшей испытания, если относительная погрешность СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35$  %.

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

#### 10 Подтверждение соответствия метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН РСУ, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы  $\pm 0,35$  %.

СИКН РСУ считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

#### 11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН РСУ оформляют протоколом поверки произвольной формы или в соответствии с приложением А методики поверки с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

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



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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РСУ.

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

## Приложение А

(рекомендуемое)

### Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_

Стр. \_ из \_

Наименование, тип средства измерений: \_\_\_\_\_

Изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской №: \_\_\_\_\_

Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: (соответствует/не соответствует требованиям раздела 6)

А.2. Опробование: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует требованиям раздела 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: (соответствует/не соответствует требованиям раздела 8)

А.4. Определение метрологических характеристик

4.1 Проверка сведений о результатах поверки средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ, (соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1)



## 4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН РСУ

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta v, \%$	$\delta \rho, \%$	G	$\beta$	$\Delta T_{\rho}, \%$	$\delta N, \%$	$\Delta T_V, \%$	$\delta_{M6}, \%$

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН РСУ не превышает  $\pm 0,25 \%$ .

## 4.3 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta_{M6}, \%$	$\delta_{Mн}, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН РСУ не превышает  $\pm 0,35 \%$ .

\_\_\_\_\_  
должность лица, проводившего поверку

\_\_\_\_\_  
подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

Дата поверки \_\_\_\_\_