

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. Гибаев

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 452.

Резервная схема учета

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0052-ТАМ-2024

г. Москва  
2024

## 1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти 452. Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ), заводской № 48/23, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Поверка СИКН РСУ в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости.

Метрологические характеристики средств измерений (далее – 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 из состава СИКН РСУ, 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 334 до 2500	±0,25 %	±0,35 %

\* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки 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 поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	да	да	7.1
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение метрологических характеристик СИ	да	да	9
Подтверждение соответствия СИ 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 в фактически обеспечивающимся 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 Характеристики 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)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -50 до +38 °C с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,4$ °C; Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне от 30 до 80 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 3$ %. Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 84 кПа до 106,7 кПа с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 5$ кПа.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13) Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15)
п. 9 Определение метрологических характеристик СИ	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ % и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода жидкости ультразвуковые DFX-MM (далее – ПР); Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ %; Поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м <sup>3</sup> .	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный №20054-12), Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 52638-13), Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17),

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 работ соблюдаются требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27.12.2012 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

## **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 2.

### **7.2 Подготовка к поверке**

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ 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, а также 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 Проводят контроль метрологических характеристик (КМХ) ПР по поверочной установке при текущем значении расхода, не превышающем верхний предел измерений расхода поверочной установки. КМХ ПР проводят по алгоритмам, реализованным в ИВК. Полученные при КМХ значения относительных отклонений коэффициентов преобразований не должны превышать  $\pm 0,15\%$ .

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п.п. 7.3.1-7.3.2 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.

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 ПР, 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 сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно меньше.

9.3 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  $\delta_{M6}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot \left( \delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2 \right) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_v$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема ПР, 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 блоке показателей качества нефти (далее – БИК) СИКН РСУ;

$\delta_p$  – 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 СИКН РСУ;

$\Delta_{T_v}$  – 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;

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

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,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы  $\pm 0,25 \%$ .

9.4 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН РСУ проводят расчетным методом.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН РСУ, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M6}}{1,1}\right)^2 + \left(\Delta_{W_b}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{mn}}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{xc}}\right)^2}, \quad (4)$$

- где  $\delta_{M6}$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;  
 $\Delta_{W_b}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;  
 $\Delta_{W_{mn}}$  – 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, %;  
 $W_{mn}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  – 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 33701-2015. 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, %;  
 $r$  – сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{W_b} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (6)$$

- 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, %.

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

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

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

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей  $R_{xc}$  по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{xc}$ .

Значение сходимости  $r_{xcm}$ , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли % по формуле

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

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>.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы  $\pm 0,35\%$ .

## 10 Подтверждение соответствия средства измерений 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 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.