

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

« 18 » 01 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 462
ПСП «Краснодарский». Резервная схема учета

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0033-ТНМ-2023

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 462 ПСП «Краснодарский». Резервная схема учета (далее – РСУ СИКН), заводской № 02, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

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

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

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

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики РСУ СИКН

Диапазон измерений расхода нефти через РСУ СИКН*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 91,1 до 258,3	±0,25	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона 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	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 РСУ СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в таблице 1, или в 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 таблице 1.

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

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)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -39 до +38 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,4$ °С;	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 или 2-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 ультразвуковой DFX (далее – УЗР), и	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный № 37248-08), Преобразователь плотности жидкости

пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %; 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/м³.	измерительный 7835 (регистрационный № 15644-06), 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 соблюдают 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.

Площадка РСУ СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр средства измерений

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

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

Результат считают положительным, если РСУ СИКН 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, указанных в таблице 3.

7.2 Подготовка к поверке

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

Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и (или) наличие сведений о результатах поверки СИ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ), и/или знаков поверки, нанесенных на СИ, и (или) свидетельство о поверке.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы РСУ СИКН. На элементах технологической схемы РСУ СИКН 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 РСУ СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией РСУ СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ РСУ СИКН и средствах поверки;
- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память ИВК на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора РСУ СИКН 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 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

Результат считают положительным, если ПО РСУ СИКН соответствует указанному в эксплуатационной документации РСУ СИКН.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав РСУ СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав РСУ СИКН, 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 РСУ СИКН, приведен в описании типа РСУ СИКН.

Входящие в состав РСУ СИКН СИ на момент проведения поверки РСУ СИКН должны быть поверены.

9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти РСУ СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода РСУ СИКН проводят путем анализа результата поверки УЗР, установленного на ИЛ РСУ СИКН. За минимальное значение расхода через РСУ СИКН принимают минимальное значений объемного расхода УЗР или значение минимального расхода, указанного в таблице 1, если оно больше. За максимальное значение расхода через РСУ СИКН принимают максимальное значение объемного расхода УЗР или значение максимального расхода, указанного в таблице 1, если оно меньше.

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

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти РСУ СИКН δ_{M6} , %, вычисляют по формуле

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

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема УЗР, входящего в состав РСУ СИКН;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

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

T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$;

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры;

Δ_{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 РСУ СИКН;

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

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

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

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³.

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

9.4 Определение относительной погрешности РСУ СИКН при измерениях массы нетто нефти

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

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Mб}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{W_в})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_в + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где $\delta_{Mб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta_{W_в}$ – 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, %;

$W_в$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ – 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. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % 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 Δ_{w_s} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_s} = \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (6)$$

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

r_B — сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

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

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

где $R_{мп}$ — воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, 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 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, 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/м³.

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

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

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

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

где φ_{xc} — концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

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

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

11 Оформление результатов поверки

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

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУ СИКН.

При отрицательных результатах поверки РСУ СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего РСУ 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.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ____ из ____

Наименование средства измерений: _____
Тип, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:
Температура окружающей среды: _____
Атмосферное давление: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

A.1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

A.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует)

A.3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

A.4 Определение метрологических характеристик
Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) сведений в ФИФ ОЕИ на СИ входящих в состав РСУ СИКН: _____
(соответствует/не соответствует)

A.5 Диапазон измерений расхода нефти через РСУ СИКН: _____ - _____ м³/ч.

A.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти РСУ СИКН
Относительная погрешность измерений массы брутто нефти РСУ СИКН установленным в п. 9.3 пределам _____
(соответствует/не соответствует)

A.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУ СИКН
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти РСУ СИКН установленным в п. 9.4 пределам _____
(соответствует/не соответствует)

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.