

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



05 декабря 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0050-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 777 (далее – СИКН), заводской № 777, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

Поверка 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 объёмного расходов жидкости.

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

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

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические характеристики:

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКН

Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	
	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 600* до 5000*	±0,25	±0,35

*Указан минимальный и максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за границы минимального и максимального диапазона измерений

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

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
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение метрологических характеристик СИ и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	да	да	9

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, то дальнейшую поверку проводят после устранения установленных причин.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН 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.

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

Таблица 3 – Средства поверки

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 -48 до 45 °C с допускаемой абсолютной погрешностью ± 0,4 °C	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 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,05 % и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода турбинных НТМ (далее – ТПР). Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования ±0,025 %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти ±0,05 %	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный № 20054-06) Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17)

	Преобразователь плотности жидкости (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг}/\text{м}^3$.	Преобразователи плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16)
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 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 СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если 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 2.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН 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. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устраниению утечки.

7.3 Опробование

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

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой, ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора 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. 7.3.1 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

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

9 Определение метрологических характеристик СИ и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

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

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

9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ТПР, установленных на измерительных линиях (далее – ИЛ). За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

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

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти 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 ТПР, входящего в состав 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, $^{\circ}\text{C}$, 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;

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, установленными в БИК СИКН;

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 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 СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

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

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

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M6}}{1,1}\right)^2 + \frac{\left(\Delta_{W_b}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{mn}}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{xc}}\right)^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где δ_{M6} – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

Δ_{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 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_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/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

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

где $\rho_{изм}^d$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

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

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

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

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

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

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

9.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям
При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4 методики поверки, а именно:

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

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$;

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

10 Оформление результатов поверки

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

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

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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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.

Приложение А
(рекомендуемое)

Стр. __ из __

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ №

Наименование, тип средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

A.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует п. 6)

A.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует п. 8)

A.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует п. 7.3)

A.4 Определение метрологических характеристик

A.4.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

СИ, входящих в состав СИКН, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах) _____ (имеют/ не имеют)

A.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто и массы нетто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто и массы нетто нефти установленным в п. 10 пределам _____

(соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____