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
«24» июля 2026 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 433 ПСП «Ярославль»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0097-ТАМ-2025

с изменением №1

г. Москва
2026

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 433 ПСП «Ярославль» (далее – СИКН), заводской № 433, 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 19.05.2026 г. № 936, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2025 Государственный первичный специальный эталон 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 требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон измерений расхода нефти*, $м^3/ч$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти
от 350 до 3270	±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

Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации. Характеристики 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

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -45 °С до +37 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 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 разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 19.05.2026 № 936 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,05 % и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода (далее – ПР); Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик ±0,025 %, при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти ±0,05 %; Поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,3 кг/м^3.	Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB (регистрационный № 62207-15), Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (регистрационный № 15644-01), Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный № 67527-17),
Примечания 1. При определении метрологических характеристик дополнительно применяются преобразователи давления и температуры, установленные на измерительных линиях СИКН и в блоке показателей качества нефти (далее – БИК). 2. 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, 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 и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

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 в соответствии с таблицей 3. Параметры измеряемой среды контролируем по АРМ оператора СИКН с применением соответствующих СИ из состава СИКН.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) 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 устранению утечки.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, а также проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и 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 средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют фактически установленные в СИКН СИ на соответствие перечню СИ согласно описанию типа СИКН.

Проверяют у СИ, фактически установленных в СИКН на момент ее поверки, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, фактически установленных в СИКН, с указанием информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ приводят в протоколе поверки СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены и сведения об их поверке размещены в ФИФОЕИ.

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 ПР, установленных на 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 $\delta_{Мб}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мб}=\pm 1{,}1\cdot\sqrt{\delta_V^2+G^2\cdot\left(\delta_\rho^2+\beta^2\cdot 10^4\cdot\Delta_{T_\rho}^2\right)+\beta^2\cdot 10^4\cdot\Delta_{T_V}^2+\delta_N^2}\,, \qquad (1)$$

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

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G=\frac{1+2\cdot\beta\cdot T_V}{1+2\cdot\beta\cdot T_\rho}\,, \qquad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

T_V – температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;

T_ρ – температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке показателей качества нефти (далее – БИК) СИКН;

δ_ρ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_ρ} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, 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, °С, 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_ρ, %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_ρ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м^3;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы ±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 $\delta_{Мн}$, %, вычисляют по формуле

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

где $W_в$ – массовая доля воды в нефти, %, измеренная по ГОСТ 2477;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, измеренная по ГОСТ 6370;

$W_{хс}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{хс} = \frac{0{,}1 \cdot \varphi_{хс}}{\rho^{д}_{изм}} \quad (5)$$

где $\rho^{д}_{изм}$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м^3;

$\varphi_{хс}$ – концентрация хлористых солей в нефти, измеренная по ГОСТ 21534, мг/дм^3;

$\Delta_{W_в}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta_{W_в} = \pm \frac{\sqrt{R^2_{м.в} - 0{,}5 \cdot r^2_{м.в}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где $R_{м.в}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$r_{м.в}$ – повторяемость (сходимость) метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta_{W_{мп}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R^2_{м.п} - 0{,}5 \cdot r^2_{м.п}}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где $R_{м.п}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$r_{м.п}$ – повторяемость (сходимость) метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta_{W_{хс}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая в соответствии с ГОСТ 8.587 по формуле

$$\Delta_{W_{хс}} = \pm 0{,}1 \cdot \frac{\sqrt{R^2_{х.с} - 0{,}5 \cdot r^2_{х.с}}}{\rho^{д}_{изм.} \cdot \sqrt{2}}, \quad (8)$$

где $R_{х.с}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм^3;

$r_{х.с}$ – повторяемость (сходимость) метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм^3

Примечание: абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчете значений абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей не учитывают ввиду ее малого влияния.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы ±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, 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 ±0,25 %;

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

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

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН 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, 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.