

СОГЛАСОВАНО

Главный метролог

ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

В.А. Лапшинов



М.П.

2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерительная коммерческого учета резервуарного парка
НБ «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-984-2025

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную коммерческого учета резервуарного парка НБ «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» (далее – СКУ), заводской № 02-LT_NB-NOV и устанавливает методику первичной поверки и периодической поверки.

1.2 При определении метрологических характеристик СКУ в рамках проводимой поверки обеспечивается передача:

- единицы температуры в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений температуры, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.12.2022 г. № 3253, подтверждающей прослеживаемость к Государственному первичному эталону единиц температуры ГЭТ 35-2021 и ГЭТ 34-2020;

- единицы уровня (длины) – метра в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 г. № 3459, подтверждающей прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы длины – метра ГЭТ 2-2021;

- единицы давления – паскаля в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.06.2018 г. № 1339, подтверждающей прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы давления в диапазоне от 0,02 до 10 МПа ГЭТ 23-2010;

- единицы объема жидкости и вместимости при статических измерениях в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения объема, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018.

1.3 Для СКУ установлен поэлементный способ поверки. Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СКУ, подтверждаются сведениями о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики резервуаров подтверждаются непосредственным сличением с эталоном. Метрологические характеристики СКУ подтверждаются расчетным методом

1.4 Система учета и контроля резервуарных запасов Entis, входящая в состав СКУ, должна предоставляться с действующими сведениями о поверке с указанием заводских номеров СИ, входящих в состав системы учета и контроля резервуарных запасов Entis.

1.5 Если очередной срок поверки СИ, входящего в состав СКУ, наступает до очередного срока поверки СКУ, то поверяется только это СИ, а поверка СКУ не проводится.

1.6 Поверку СКУ проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Фактический диапазон измерений СКУ не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СКУ.

1.7 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в Приложении А.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	при первичной поверке	при периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Да	Да	7.1
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Да	Да	7.2
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	8
Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СКУ	Да	Да	8.1
Определение относительной погрешности определения вместимости резервуаров	Да	Да	8.2
Определение диапазона измерений и относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов	Да	Да	8.3
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	8.4

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающей среды в местах установки уровнемеров поплавковых 854, преобразователей температуры VITO модели 762 с датчиками температуры VITO модели 767, преобразователей давления серий ST 700 модели ST72F, °C

от -40 до +60
от 0 до +30

- температура окружающей среды в месте установки СИU 888, °C

3.2 Поверку по пункту 8.2 проводят в условиях:

- температура окружающего воздуха
- атмосферное давление, кПа
- относительная влажность, %
- скорость ветра, м/с

от +5 до +35
от 84,0 до 106,0
не более 95
не более 10

3.3 Предельно допустимая концентрация вредных паров и газов в воздухе, измеренная газоанализатором вблизи РВС-5000, не должна превышать предельно допустимую концентрацию, установленную ГОСТ 12.1.005–88. Анализ воздуха проводят перед началом работ, далее – через каждый час.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СКУ применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
Основные средства поверки		
8.2	Рабочий эталон единицы объема жидкости и вместимости при статических измерениях 2 разряда в диапазоне значений от 100 до 5000 м ³ в соответствии с частью 3 ГПС, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356	3.7.АЗТ.0003.2023 (далее – установка)
Вспомогательные средства поверки		
8.2	Средство измерений скорости воздушного потока в диапазоне от 0,8 до 10 м/с, пределы допускаемой абсолютной погрешности 0,8 м/с	Термоанемометр МЕГЕОН-11011 (рег. № 89860-23)
	Средство измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах в диапазоне от 0 до 2000 мг/м ³ с: - пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 15\%$ от 0 до 10 мг/м ³ (в диапазоне от 0 до 10 мг/м ³); - пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 15\%$ от 0 до 10 мг/м ³ (в диапазоне св. 10 до 2000 мг/м ³).	Газоанализатор КОЛИОН-1В, рег. № 16298-09
6 – 8	Средство измерений температуры окружающей среды с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5$ °С	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М-Д, рег. № 71394-18
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 2\%$	
	Средство измерений атмосферного давления с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кПа	
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому средству измерений.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

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

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации СКУ и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда и имеющие допуск по электробезопасности.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность СКУ;
- отсутствие механических повреждений СКУ, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировке СИ, предусмотренной изготовителями

СИ, входящих в состав СКУ;

- наличие паспорта системы учета и контроля резервуарных запасов Entis;
- наличие и целостность заводских и поверочных пломб СИ, входящих в состав СКУ.

6.2 Результаты поверки по пункту 6 считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СКУ соответствуют описанию типа и паспорту СКУ;
- отсутствуют механические повреждения СКУ, препятствующие ее применению;
- в паспорте системы учета и контроля резервуарных запасов Entis указаны заводские

номера применяемых СИ;

- надписи и обозначения четкие;
- СИ, входящие в состав СКУ, опломбированы в соответствии с описаниями типа данных СИ.

6.3 При получении отрицательных результатов внешнего осмотра СИ поверку СКУ прекращают.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки.

7.1.1 Средства поверки и СКУ подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

7.2 Опробование.

7.2.1 Перед опробованием СКУ необходимо выполнить проверку функционирования ее компонентов путем проверки:

- поступления информации по линиям связи;
- наличия сигнализации об обрыве линий связи.

7.2.2 Проверку функционирования и исправности линий связи проводят с рабочего места оператора путем визуального наблюдения на экране текущих значений измеряемых параметров и архивных данных в установленных единицах.

7.2.3 При опробовании СКУ проверяется:

- сохранение результатов измерений с привязкой даты и времени;
- возможность вывода на печать графиков и форм отчетности;
- сохранность в памяти информации о нештатных ситуациях с привязкой даты и времени.

8 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

8.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СКУ

8.1.1 Проверяют информацию о результатах поверки СИ, входящих в состав СКУ, в ФИФОЕИ.

8.1.2 Результаты поверки по пункту 8.1 считают положительными, если СИ, входящие в состав СКУ поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

8.2 Определение относительной погрешности определения вместимости резервуаров

8.2.1 Перед сканированием:

- измеряют температуру воздуха, относительную влажность и атмосферное давление с помощью термоанемометра;
- измеряют скорость ветра с помощью термоанемометра;
- проводят измерение загазованности воздуха с помощью газоанализатора.

8.2.2 Проводят измерения температуры стенки резервуара. Измерения проводят пирометром на четырех равноудаленных образующих стенки резервуара в первом, среднем, последнем поясах. Значение температуры стенки принимают как среднее арифметическое значение измеренных значений.

8.2.3 Не менее двух раз проводят измерение базовой высоты резервуара:

- опускают измерительную рулетку с грузом через измерительный люк резервуара до точки касания днища грузом рулетки;
- фиксируют мелом точку касания днища грузом рулетки и устанавливают в ней марку;
- отсчет значения базовой высоты проводят от риски измерительного люка или от его верхнего среза.

Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 1 мм.

Толщину стенок поясов резервуара, слоя краски и антикоррозионного покрытия измеряют с помощью толщиномера, входящего в состав установки.

8.2.4 Сканирование наружной поверхности резервуара

Определяют необходимое количество станций сканирования и место их расположения, обеспечивающих исключение не просканированного пространства (теней).

Сканирование проводят последовательно с каждой станции в режиме кругового обзора (360°). Дискретность сканирования устанавливают в пределах от 3 до 5 мм.

Операции сканирования и взаимной привязки станций проводят в соответствии с требованиями технической документации сканера и применяемого программного обеспечения.

8.2.5 Составление градуировочной таблицы и оценку неопределенности вместимости резервуара проводят с помощью программного обеспечения, входящего в состав установки.

Численное значение относительной расширенной неопределенности измерений (при коэффициенте охвата 2) соответствует границам относительной погрешности измерений при доверительной вероятности 0,95.

8.2.6 Результаты поверки считают положительными, если значения относительной погрешности определения вместимости не выходят за пределы, указанные в Приложении А методики поверки.

8.3 Определение диапазона измерений и относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов

8.3.1 Определение объема нефтепродуктов в РВС-5000

8.3.1.1 Вместимость, соответствующую уровню нефтепродуктов в РВС-5000 h , согласно градуировочной таблице, $V_{град}$, м³, вычисляют по формуле:

$$V_{град} = V(n) + \frac{V(n+1) - V(n)}{10} \cdot (h - 10 \cdot n), \quad (1)$$

где $V(n)$ – вместимость РВС-5000 по градуировочной таблице, полученной по пункту 8.2 методики поверки, соответствующая целому числу n сантиметров уровня h , м³;

$V(n+1)$ – вместимость РВС-5000 по градуировочной таблице, полученной по пункту 8.2 методики поверки, соответствующая уровню $n+1$ сантиметров, м³;

h – уровень нефтепродуктов в РВС-5000, мм;

n – целое число сантиметров уровня нефтепродуктов в РВС-5000.

8.3.1.2 Действительный объем нефтепродуктов в РВС-5000 V , м³, вычисляют по формуле:

$$V = V_{град} \cdot [1 + 2 \cdot \alpha_{cm} \cdot (t_{cm} - 15)], \quad (2)$$

где α_{cm} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки РВС-5000, значение которого для стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, °С⁻¹;

t_{cm} – среднее значение температуры стенки РВС-5000, принимаемое равной средней температуре нефтепродуктов t_v в РВС-5000, °С.

8.3.1.3 Массу нефтепродуктов m , т, вычисляют по формуле:

$$m = V \cdot \rho_v \cdot 10^{-3}. \quad (3)$$

где ρ_v – плотность нефтепродуктов, приведенная к условиям измерения объема, кг/м³;

8.3.1.4 Массу нефтепродуктов, принятых в РВС-5000 или отпущенных из РВС-5000, m_0 , т, вычисляют по формуле:

$$m_0 = |m_{i+1} - m_i|, \quad (4)$$

где m_{i+1} – масса нефтепродуктов в РВС-5000 в начале приема/сдачи нефтепродуктов, т;

m_i – масса нефтепродуктов в РВС-5000 в конце приема/сдачи нефтепродуктов, т.

8.3.1.5 Относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов в РВС-5000 δm , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + \delta h^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2}, \quad (5)$$

где δK – относительная погрешность определения вместимости, %;

δh – относительная погрешность измерений уровня нефтепродуктов в РВС-5000 системы Entis (указанная в паспорте системы Entis), %;

G – коэффициент;

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефтепродуктов системы Entis (указанная в паспорте системы Entis), %;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, °C⁻¹;

Δt_ρ – абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродуктов системы Entis (указанные в паспорте системы Entis), при измерениях его плотности и

объема соответственно, °C;

δN – относительная погрешность вычисления массы нефтепродуктов системы Entis (указанная в паспорте системы Entis), %.

8.3.1.6 Относительную погрешность измерений уровня нефтепродуктов в РВС-5000 системой Entis δh , %, вычисляют по формуле:

$$\delta h = \pm \frac{\Delta h}{h} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где Δh – абсолютная погрешность измерений уровня нефтепродуктов в РВС-5000 системы Entis (указанная в паспорте системы Entis), мм.

8.3.1.7 Относительную погрешность измерений плотности нефтепродуктов системой Entis $\delta \rho$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta \rho = \pm \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 \%, \quad (7)$$

где $\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности системы Entis (указанная в паспорте системы Entis), кг/м³.

8.3.1.8 Коэффициент объемного расширения нефтепродуктов β , °C⁻¹, вычисляют по формуле:

$$\beta = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t_v - t_\rho). \quad (8)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов при температуре 15 °C, °C⁻¹.

8.3.1.9 Коэффициент G вычисляют по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_\rho}. \quad (9)$$

8.3.1.10 Относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов, принятых в РВС-5000 или отпущенных из РВС-5000, δm_0 , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m_0 = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2} \cdot (A_i^2 + B_i^2) + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} \cdot (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + \delta N^2}, \quad (10)$$

где A_i , A_{i+1} – коэффициенты, вычисляемые в начале и в конце приема/сдачи нефтепродуктов;
 B_i , B_{i+1} – коэффициенты, вычисляемые в начале и в конце приема/сдачи нефтепродуктов.

8.3.1.11 Коэффициент A_i в начале приема/сдачи нефтепродуктов вычисляют по формуле:

$$A_i = \sqrt{\delta K^2 + \delta h_i^2 + G_i^2 \cdot \delta \rho_i^2}. \quad (11)$$

8.3.1.12 Коэффициент B_i в начале приема/сдачи нефтепродуктов вычисляют по формуле:

$$B_i = \sqrt{(G_i \cdot \beta_i \cdot 10^2 \cdot \Delta t_\rho)^2 + (\beta_i \cdot 10^2 \cdot \Delta t_V)^2}. \quad (12)$$

8.3.1.13 Коэффициент A_{i+1} в конце приема/сдачи нефтепродуктов вычисляют по формуле:

$$A_{i+1} = \sqrt{\delta K^2 + \delta h_{i+1}^2 + G_{i+1}^2 \cdot \delta \rho_{i+1}^2}. \quad (13)$$

8.3.1.14 Коэффициент B_{i+1} в конце приема/сдачи нефтепродуктов вычисляют по формуле:

$$B_{i+1} = \sqrt{(G_{i+1} \cdot \beta_{i+1} \cdot 10^2 \cdot \Delta t_\rho)^2 + (\beta_{i+1} \cdot 10^2 \cdot \Delta t_V)^2}. \quad (14)$$

8.4 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

8.4.1 СКУ соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СКУ считают положительными, если:

- СИ, входящие в состав СКУ поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;

- относительная погрешность определения вместимости резервуаров не выходит за пределы, указанные в Приложении А методики поверки;

- относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов в диапазоне измерений массы нефтепродуктов по отдельному резервуару и в диапазоне измерений массы нефтепродуктов, принятых в резервуар или отпущенных из резервуара, %, не выходит за пределы, указанные в Приложении А методики поверки.

Примечание – Диапазон измерений массы нефтепродуктов по отдельному резервуару и диапазон измерений массы нефтепродуктов, принятой в резервуар или отпущенной из резервуара, определяется с учетом требований пункта 1.6 настоящей методики поверки, и не может превышать диапазон измерений, указанный в приложении А методики поверки.

8.4.2 В случае невыполнения условий по пункту 8.4.1 результаты поверки СКУ считают отрицательными.

9 Оформление результатов поверки средства измерений

9.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки.

9.2 При положительных результатах поверки:

- СКУ признается пригодной к применению;
- сведения о положительных результатах поверки и объеме поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- по заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается свидетельство о поверке, на которое наносится знак поверки, а также указывается объем поверки.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СКУ, и в ФИФОЕИ указывают диапазоны измерений массы для каждого резервуара.

В программное обеспечение системы Entis вводят значения из градуировочных таблиц, полученных по пункту 8.2.5 методики поверки.

9.3 При отрицательных результатах поверки СКУ признается непригодной к применению. Сведения об отрицательных результатах поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается извещение о непригодности.

9.4 Пломбирование СКУ не предусмотрено.

Ведущий инженер по метрологии



А.А. Сафиуллин

**Приложение А
(обязательное)**

Метрологические характеристики СКУ

Таблица А.1 – Метрологические характеристики СКУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы ¹⁾ нефтепродуктов по отдельному резервуару, т	от 112 до 3978
Диапазон измерений массы ¹⁾ , принятых в резервуар или отпущенных из резервуара, т	от 130 до 3859
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %:	
- при измерении массы нефтепродуктов до 200 т вкл.	±0,65
- при измерении массы нефтепродуктов от 200 т	±0,5
¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СКУ и не может выходить за пределы указанных значений диапазона измерений.	