



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

«17» сентября 2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений массы и объема нефти в вертикальных резервуарах
РВСП-10000 № Р-2/1, Р-2/2, Р-2/3 приемо-сдаточного пункта
ООО «Саханефть»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1709/2-311229-2025

г. Казань
2025

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений массы и объема нефти в вертикальных резервуарах РВСП-10000 № Р-2/1, Р-2/2, Р-2/3 приемо-сдаточного пункта ООО «Саханефть» (далее – ИС), изготовленную и принадлежащую ООО «Инсол», г. Уфа, и устанавливает методику первичной и периодической поверки.

1.2 Для ИС установлена поэлементная поверка. Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав ИС, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики ИС определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Если очередной срок поверки СИ, входящего в состав ИС, наступает до очередного срока поверки ИС, то подлежит поверке только данное СИ, при этом поверки ИС не проводят.

1.3 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2020
Диапазон измерений массы брутто нефти, т	от 952,726 до 9465,516
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений массы нетто нефти, т	от 941,674 до 9465,516
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,6$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления массы брутто и нетто нефти, %	$\pm 0,05$

1.4 Поверка резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВСП-10000 (далее – РВСП), входящих в состав ИС, обеспечивает передачу единицы объема жидкости в соответствии с «Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», утвержденной Приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 года № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$ (ГЭТ 216-2018).

1.5 Допускается проведение поверки отдельных автономных блоков из состава ИС, указанном в описании типа с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Проведение поверки ИС в части отдельных измерительных каналов не допускается, возможность проведения поверки ИС на меньшем числе поддиапазонов измерений или на меньшее число величин не предусматривается.

2 Перечень операций поверки СИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование СИ	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения СИ	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки	Да	Да	11
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку ИС прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °C от минус 20 до плюс 50
- относительная влажность, % до 90
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководство по эксплуатации ИС, руководства по эксплуатации средств поверки, прошедшие инструктаж по охране труда и инструктаж по технике безопасности в установленном порядке, изучившие требования безопасности, действующие на территории ООО «Саханефть».

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки ИС применяют эталоны и СИ, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7 – 10	СИ температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до плюс 50 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °C СИ относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 0 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 % СИ атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ кПа	Термогигрометр ИВА-6, модификация ИВА-6А-Д (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
Примечание – Допускается применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин.		

5.2 Применяемые СИ должны быть утвержденного типа, а также поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

5.3 Эталоны единиц величин, применяемые при поверке, должны быть аттестованы в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений и утверждены приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и ИС, приведенных в их эксплуатационных документах;

- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

6.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации ИС и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

7 Внешний осмотр СИ

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав и комплектность ИС;
- наличие паспортов (формуляров) на СИ, входящих в состав ИС;
- отсутствие механических повреждений ИС, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках ИС и СИ, входящих в состав ИС;

- наличие инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений массы и объема нефти в вертикальных резервуарах РВСП-10000 № Р-2/1, Р-2/2, Р-2/3 приемо-сдаточного пункта ООО «Саханефть» (изменение № 1)», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР.1.31.2025.51103 (далее – методика измерений);

- наличие и целостность пломб СИ, входящих в состав автономных блоков ИС.

7.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если:

- состав СИ автономных блоков и комплектность ИС соответствуют описанию типа и паспорту ИС;

- имеются паспорта (формуляры) на СИ, входящие в состав автономных блоков ИС;

- отсутствуют механические повреждения и дефекты ИС, препятствующие ее применению;

- надписи и обозначения на маркировочных табличках ИС и СИ, входящих в состав ИС, четкие и хорошо читаемые;

- установлено наличие методики измерений;

- СИ, входящие в состав автономных блоков ИС, опломбированы в соответствии с описаниями типа и (или) эксплуатационными документами данных СИ.

8 Подготовка к поверке и опробование СИ

8.1 Средство поверки и автономные блоки ИС подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

8.2 Проводят проверку настроек, введенных значений пределов измерений и условно постоянных параметров в автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора на соответствие описанию типа и эксплуатационной документации ИС. Проверяют отсутствие сообщений об ошибках на дисплее АРМ оператора.

8.3 При опробовании проверяют функционирование измерительных каналов температуры, уровня и плотности автономных блоков ИС путем проверки показаний,

отображаемых на дисплее АРМ оператора, и проверке трендов из архивов об измеренных параметрах.

8.4 Поверку продолжают, если:

- выполнены требования, изложенные в 8.1;
- настройки АРМ оператора, а также введенные значения пределов измерений и условно постоянных параметров соответствуют описанию типа и эксплуатационной документации ИС;
- отсутствуют сообщения об ошибках на дисплее АРМ оператора;
- показания измерительных каналов температуры, уровня и плотности автономных блоков ИС, отображаемые на дисплее АРМ оператора, а также тренды из архивов об измеренных параметрах не выходят за пределы диапазонов измерений температуры, уровня и плотности, указанные в описании типа ИС.

9 Проверка программного обеспечения СИ

9.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автономных блоков ИС проводят путем сравнения идентификационных данных прикладного ПО ИС с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа ИС. Проверку идентификационных данных ПО ИС проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на ИС.

9.2 В браузере АРМ оператора запускают веб-интерфейс модуля расширения INSOL по адресу вида «http://<ip устройства>» каждого автономного блока. В главном меню выбирают вкладку «Общее по прибору» и в выпадающем меню выбирают вкладку «информация», в которой считывают наименование и номер версии ПО.

9.3 Результаты поверки по пункту 9 считают положительными, если идентификационные данные ПО автономных блоков ИС совпадают с исходными, указанными в описании типа ИС.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

10.1 Проверка результатов поверки первичных измерительных преобразователей, входящих в состав измерительных каналов ИС

10.1.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, входящих в состав автономных блоков ИС, в ФИФОЕИ.

10.1.2 Результаты поверки по пункту 10.1 считают положительными, если СИ, входящие в состав автономных блоков ИС, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

10.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти

10.2.1 Перед началом вычислений при помощи ПО автономных блоков ИС фиксируют текущие значения уровня нефти (уровень жидкости), плотности жидкости (плотность нефти) и уровня воды (уровня подтоварной воды) во вкладке «Обзор» на дисплее АРМ оператора. Значения массовых долей воды, хлористых солей и механических примесей в нефти фиксируют из паспорта качества нефти.

10.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δm_0 , %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (\delta h \cdot K_{\phi})^2 + \delta \rho^2 + (2 \cdot \alpha_{ст} \cdot 10^2 \cdot \Delta t_{ст})^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δK – относительная погрешность составления градуировочной таблицы РВСП (указанная в градуировочной таблице РВСП), %;

δh – относительная погрешность измерений уровня нефти в РВСП, определяемая по формуле (2), %;

- K_{ϕ} – коэффициент, учитывающий геометрическую форму РВСП, определяемый по формуле (4);
 $\delta\rho$ – относительная погрешность определения плотности нефти в РВСП, определяемая по формуле (5), %;
 $\alpha_{\text{ст}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки РВСП, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}, ^\circ\text{C}^{-1}$;
 $\Delta t_{\text{ст}}$ – абсолютная погрешность измерений температуры термометров многоточечных ВJZT-IV, указанная в описании типа термометров многоточечных ВJZT-IV или абсолютная погрешность измерений температуры системы измерений массы жидкости и газа ВJLM-80Н (далее – ИС ВJLM), указанная в описании типа ВJLM (в зависимости от используемого канала измерений температуры ИС), $^\circ\text{C}$;
 δN – относительная погрешность вычислений массы брутто и нетто нефти, указанная в описании типа ИС, %.

10.2.3 Относительную погрешность измерений уровня нефти в РВСП δh , %, вычисляют по формуле:

$$\delta h = \pm \frac{\sqrt{\Delta h_{\text{ж}}^2 + \Delta h_{\text{в}}^2}}{h_{\text{ж}} - h_{\text{в}}} \cdot 100, \quad (2)$$

- где $\Delta h_{\text{ж}}$ – абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РВСП, определяемая по пункту 10.2.4, мм;
 $h_{\text{ж}}$ – измеренное ИС значение уровня жидкости в РВСП, мм;
 $\Delta h_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность измерений уровня подтоварной воды ИС ВJLM, указанная в описании типа ВJLM, или абсолютная погрешность измерений уровня жидких сред уровнемеров многофазных Insol-90X модификации Insol-901, указанная в описании типа уровнемеров многофазных Insol-90X (в зависимости от используемого канала измерений уровня ИС), мм;
 $h_{\text{в}}$ – измеренное ИС значение уровня подтоварной воды в РВСП, мм.

10.2.4 Абсолютную погрешность измерений уровня жидкости в РВСП $\Delta h_{\text{ж}}$, (в зависимости от используемого канала измерений уровня ИС) считают равной абсолютной погрешности измерений уровня жидкости ИС ВJLM, указанная в описании типа ВJLM или вычисляют по формуле:

$$\Delta h_{\text{ж}} = \pm \sqrt{\Delta h_{\text{о}}^2 + \left(\frac{\delta h_{\text{д}} \cdot h_{\text{ж}}}{100} \right)^2}, \quad (3)$$

- где $\Delta h_{\text{о}}$ – основная абсолютная погрешность измерений уровня жидкости в РВСП уровнемером многофазным Insol-901 в составе ИС, указанная в описании типа уровнемеров многофазных Insol-90X, мм;
 $\delta h_{\text{д}}$ – дополнительная относительная погрешность измерений уровня жидкости в РВСП уровнемером многофазным Insol-901 в составе ИС, указанная в описании типа уровнемеров многофазных Insol-90X, %.

10.2.5 Коэффициент, учитывающий геометрическую форму РВСП, K_{ϕ} , вычисляют по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{\Delta V_{\text{нап}} \cdot h}{V_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

- где h – измеренное ИС значение уровня нефти, мм;
 $\Delta V_{\text{нап}}$ – объем нефти, приходящийся на 1 мм наполнения РВСП на уровне нефти h , определяемый по градуировочной таблице РВСП, $\text{м}^3/\text{мм}$;
 $V_{\text{ж}}$ – объем нефти в РВСП на уровне h , определяемый по градуировочной таблице РВСП, м^3 .

10.2.6 Относительную погрешность определения плотности нефти в РВСП $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta\rho = \pm \frac{\Delta\rho}{\rho_V} \cdot 100, \quad (5)$$

где ρ_V – измеренное ИС значение плотности нефти в РВСП, кг/м³;
 $\Delta\rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности ИС ВJLM, указанная в описании типа ВJLM, кг/м³.

10.2.7 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, δm_H , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, определяемая по формуле (3), %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, определяемая по формуле (7), %;
 $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, определяемая по формуле (8), %;
 $\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, определяемая по формуле (9), %;
 W_B – значение массовой доли воды в нефти по паспорту качества нефти, %;
 $W_{МП}$ – значение массовой доли механических примесей в нефти по паспорту качества нефти, %;
 $W_{ХС}$ – значение массовой доли хлористых солей в нефти по паспорту качества нефти, %.

10.2.8 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 по формуле:

$$\Delta W_B = \pm \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (7)$$

где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, %;
 r_B – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, %.

10.2.9 Абсолютную погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{МП}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 по формуле:

$$\Delta W_{МП} = \pm \sqrt{\frac{R_{МП}^2 - 0,5 \cdot r_{МП}^2}{2}}, \quad (8)$$

где $R_{МП}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370-2018, %;
 $r_{МП}$ – повторяемость метода по ГОСТ 6370-2018, %.

10.2.10 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{ХС}$, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{ХС} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{ХС}^2 - 0,5 \cdot r_{ХС}^2}}{\rho_{20} \cdot \sqrt{2}}, \quad (9)$$

где $R_{ХС}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534-2021 (метод А), мг/дм³;
 $r_{ХС}$ – повторяемость метода по ГОСТ 21534-2021 (метод А), мг/дм³;
 ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °С, измеренная в лаборатории по ГОСТ 3900-2022, кг/м³.

10.2.11 Результаты поверки по пункту 10.2 считают положительными, если рассчитанные:

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не выходят за пределы $\pm 0,5\%$ в диапазоне измерений от 952,726 до 9465,516 т в каждом автономном блоке ИС;

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не выходят за пределы $\pm 0,6\%$ в диапазоне измерений от 941,674 до 9465,516 т в каждом автономном блоке ИС.

10.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности вычисления массы брутто и нетто нефти

10.3.1 Перед началом измерений, при помощи ПО автономных блоков ИС фиксируют значения уровня, плотности, температуры, массы брутто нефти во вкладке «Обзор» на дисплее АРМ оператора.

10.3.2 Во вкладке «Прибор», подменю «Настройки» отмечают галочкой функцию «рассчитывать массу netto» и сохраняют настройки.

10.3.3 После сохранения настроек на вкладке «Обзор» заполняют таблицу «Данные лаборатории»:

- массовую долю воды;
- массовую долю механических примесей;
- массовую концентрацию хлористых солей.

10.3.4 Затем отмечают галочкой функцию «Использовать эти данные для расчета netto» и нажимают «Отправить».

10.3.5 После сохранения данных на вкладке «Обзор» в таблице «Исходные данные и результаты расчета» фиксируют значения уровня подтоварной воды, уровня, плотности, температуры, массы брутто и массы нетто нефти.

10.3.6 Для зафиксированных значений уровня подтоварной воды, уровня, плотности, температуры нефти, массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей определяют расчетные значения массы брутто и нетто нефти.

10.3.7 Вместимости, соответствующие уровням нефти/подтоварной воды в РВСП, h , согласно градуировочной таблице, $V_{\text{град}}, \text{м}^3$, вычисляют по формуле:

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

где $V(n)$ – вместимость РВСП по градуировочной таблице, соответствующая целому числу n сантиметров уровня $h, \text{м}^3$;

$V(n+1)$ – вместимость РВСП по градуировочной таблице, соответствующая уровню $n+1$ сантиметров, м^3 ;

h – уровень нефти/подтоварной воды в РВСП, мм;

n – целое число сантиметров уровня нефти/подтоварной воды в РВСП.

10.3.7.1 Действительный объем нефти в РВСП $V_t, \text{м}^3$, вычисляют по формуле:

$$V_t = (V_{\text{ж}} - V_{\text{в}}) \cdot [1 + 2 \cdot \alpha_{\text{ст}} \cdot (t_{\text{ст}} - 20)] - m \cdot \left(\frac{1}{\rho_{\text{в}}} - \frac{1}{\rho_{\text{град}}} \right), \quad (11)$$

где $V_{\text{ж}}$ – вместимость РВСП нефти, рассчитанный по формуле (10), м^3 ;

$V_{\text{в}}$ – вместимость РВСП подтоварной воды, рассчитанный по формуле (10), м^3 ;

$t_{\text{ст}}$ – измеренное ИС значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$;

m – масса понтона по паспорту на резервуар, кг;

$\rho_{\text{град}}$ – плотность нефти, применяемая в расчетах вместимости резервуаров при их градуировке, $\text{кг}/\text{м}^3$, указанная в градуировочных/калибровочных таблицах.

10.3.7.2 Масса брутто нефти в ИС $m_{\text{б}}, \text{т}$, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{б}} = \rho_{\text{в}} \cdot V_t \cdot 10^{-3} \quad (12)$$

10.3.7.3 Масса нетто нефти в РВСП $m_{\text{н}}, \text{т}$, вычисляют по формуле:

$$m_{\text{н}} = m_{\text{б}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100} \right) \quad (13)$$

10.3.8 Относительную погрешность вычислений массы брутто и нетто нефти, $\delta_{\text{н}}, \%$, определяют по формуле

$$\delta_N = \frac{M_{\text{изм}} - M_{\text{расч}}}{M_{\text{расч}}} \cdot 100, \quad (14)$$

где $M_{\text{изм}}$ – масса брутто или масса нетто нефти по показаниям автономных блоков ИС, т;
 $M_{\text{расч}}$ – масса брутто или масса нетто нефти, рассчитанные в соответствии с формулами (12) и (13), т.

10.3.9 Результаты поверки по пункту 10.3 считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность вычислений массы брутто и нетто нефти не превышает $\pm 0,05\%$ в каждом автономном блоке ИС.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки, технологической позиции измерительного канала автономных блоков.

11.2 Результаты поверки оформляют в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

11.3 По заявлению владельца ИС или лица, представившего ее на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке ИС (знак поверки наносится на свидетельство о поверке ИС), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению ИС.

11.4 Пломбирование ИС не предусмотрено.