

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**

М.В. Крайнов

2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений массы нефти по резервной схеме учета для  
объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр  
Томской области»**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0850-24 МП**

г. Казань  
2024 г.

**РАЗРАБОТАНА** Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в  
г. Казань  
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:** Стеряков О.В.  
Сайфугалиев Б.Ш.

## **1 Общие положения**

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики системы подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

1.3 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы температуры в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 23.12.2022 № 3253, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы температуры ГЭТ 34-2020.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы длины в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 29.12.2018 № 2840, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы длины ГЭТ 2-2021.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы плотности в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы объема жидкости при статических измерениях в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018.

Прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений температуры и уровня из состава системы, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

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

**Таблица 1**

Диапазон измерений массы, т	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 0,01 до 100	±0,65 (брутто)	±0,75 (нетто)

1.5 Поверку системы проводят в диапазоне измерений массы, указанном в описании типа системы, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФ ОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

## **2 Перечень операций поверки средства измерений**

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

**Т а б л и ц а 2**

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9

2.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

### **3 Требования к условиям проведения поверки**

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа системы.

### **4 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

4.1 При расчетном методе средства поверки не применяются. Метрологические характеристики системы определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов системы утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав системы есть сведения о поверке в ФИФ ОЕИ с действующим сроком поверки.

### **5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда:

– Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

– Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

## **6 Внешний осмотр средства измерений**

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- описание и состав системы должны соответствовать информации, приведенной в описании типа системы;

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Проверяется пломбирование СИ, входящих в состав системы, исключающее возможность несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ и системы.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

7.1 Подготовку системы к поверке проводят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и формирования отчета системы.

7.3 Результаты опробования системы считают положительными, если на экране АРМ оператора системы отображаются измеренные СИ значения, отчет формируется и отсутствуют сообщения об ошибках работы системы.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

### **8.1 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора.**

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО, цифровому идентификатору ПО и алгоритму вычисления контрольной суммы исполняемого кода.

Для проверки идентификационных данных ПО АРМ оператора выполняют следующие процедуры.

Идентификационное наименование и номер версии (идентификационный номер) ПО указаны в верхнем правом углу панели ПО АРМ оператора.

Чтобы определить идентификационные данные используется окно «Идентификация программного обеспечения» (вызывается при нажатии «Настройки» из основной панели ПО АРМ оператора).

Цифровой идентификатор ПО и алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кодачитывают из столбцов «Цифровой идентификатор» и «Алгоритм» строки «Вычисление массы нетто нефти в резервуаре по РМГ 87-2009» в окне «Идентификация программного обеспечения».

8.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа системы и полученные в ходе выполнения п. 8.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО системы ПО, зафиксированному во время

проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО системы приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

## **9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

### **9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав системы.**

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа системы, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в ФИФ ОЕИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу 2 протокола поверки (Приложение А).

### **9.2 Определение метрологических характеристик**

#### **9.2.1 Проверка наличия действующих градуировочных таблиц**

Проверяют наличие действующих градуировочных таблиц на резервуары. Пределы относительной погрешности определения вместимости резервуаров не должны превышать  $\pm 0,25\%$ .

**9.2.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.**

Определяют относительную погрешность измерений массы нефти системой для каждого из резервуаров,  $\delta m_i$ , %, по формуле

$$\delta m_b = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (\delta H \cdot K_f)^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta K$  - относительная погрешность составления градуировочной таблицы  $i$ -го резервуара, %;

$\delta H$  - относительная погрешность измерения уровня нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\delta H = \frac{\sqrt{\Delta H^2 + \Delta H_b^2}}{H - H_b} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\Delta H$ ,  $\Delta H_b$  - пределы абсолютных погрешностей измерений уровней нефти и подтоварной воды в  $i$ -м резервуаре, мм;

$H, H_b$  - значения уровня нефти и уровня подтоварной воды соответственно, мм.

$K_f$  - коэффициент, учитывающий геометрическую форму  $i$ -го резервуара, вычисляют по формуле

$$K_f = \frac{\Delta V_{нап} \cdot H}{V_{ж}}, \quad (3)$$

где  $\Delta V_{нап}$  - объем нефти, приходящийся на 1 мм наполнения  $i$ -го резервуара на уровне нефти  $H$ ,  $m^3/mm$ , определяемый по градуировочной таблице;

$V_{ж}$  - объем жидкости в  $i$ -м резервуаре на уровне  $H$ ,  $m^3$ .

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (4)$$

где  $T_V$ ,  $T_p$  - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно,  $^{\circ}C$ ;

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти в  $i$ -м резервуаре,  $1/^{\circ}C$ , приведен в Таблице 4;

$\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляют по формуле

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

где  $\Delta\rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, указанная в описании типа на СИ плотности, %;  
 $\rho$  - измеренное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\Delta T_V, \Delta T$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, указанные в описании типа на СИ температуры °C;  
 $\delta N$  - относительная погрешность вычислений массы нефти, значение которой принимают равной ±0,001 %;

Таблица 3 – Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от его плотности

$\rho, \text{ кг/м}^3$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$
830,0-839,9	0,00086	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074
850,0-859,9	0,00081	890,0-899,9	0,00072
860,0-869,9	0,00079	-	-

Значения относительной погрешности измерений массы нефти системой для каждого из резервуаров не должны превышать ± 0,65 % при измеренной массе брутто нефти не более 200 т.

9.2.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти,  $\delta m_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{M.B}^2 + \Delta W_{M.P}^2 + \Delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.P} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где  $\delta_m$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{M.B}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{M.B} = \pm \sqrt{\frac{R_{M.E}^2 - 0,5 \cdot r_{M.B}^2}{2}}, \quad (7)$$

гд  $R_{M.E}$  - воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %;

$r_{M.B}$  - сходимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %;

$\Delta W_{M.P}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

гд  $R_{M.P}$  - воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$r_{M.P}$  - сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{X.C}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{x.c} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{x.c}^2 - 0,5 \cdot r_{x.c}^2}}{\rho_i \cdot \sqrt{2}}, \quad (9)$$

гд  $R_{x.c}$  - воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534;

$r_{x.c}$  - сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534.

Значения относительной погрешности измерений массы нефти системой для каждого из резервуаров не должны превышать  $\pm 0,75\%$  при измеренной массе нетто нефти не более 200 т.

9.3 При получении положительных результатов по п.п. 9.1 и 9.2 системы считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

## 10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки системы оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки системы оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

10.2 Сведения о результатах поверки системы направляют в ФИФ ОЕИ в соответствии с порядком, установленным действующим законодательством.

10.3 При проведении поверки системы в фактически обеспечивающем диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФ ОЕИ.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

10.5 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ №** \_\_\_\_\_

проверки системы измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области» (далее - РСУ) номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

массы брутто нефти, не более, %: \_\_\_\_\_

массы нетто нефти, не более, %: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН \_\_\_\_\_

Место проведения проверки: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (Раздел 6 МП)
2. Опробование (п. 7.2 МП)
3. Подтверждение соответствия ПО РСУ (Раздел 8 МП)
4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав РСУ (п. 9.1 МП)

Таблица 1 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав РСУ:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

5. Определение МХ (п. 9.2 МП)

5.1 Проверка наличия действующих градуировочных таблиц (п. 9.2.1 МП)

5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти РСУ (п. 9.2.2 МП).

5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУ (п. 9.2.3 МП).

**Заключение:** система измерений массы нефти по резервной схеме учета для объекта ПОН «Семилужки» АО «Региональный деловой центр Томской области» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации

годной/не годной

Должность лица проводившего \_\_\_\_\_  
проверку: \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «\_\_\_\_\_» 20\_\_\_\_ г.