



ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В Г. МОСКВЕ»
(ФБУ «РОСТЕСТ – МОСКВА»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
ФБУ «Ростест-Москва»



А.Д. Меньшиков

«16» апреля 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ СИМ ВЕКТОР

Методика поверки

РТ-МП-4974-449-2018

г. Москва
2018 г.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерений массы нефтепродуктов СИМ ВЕКТОР (далее – системы), изготавливаемые ООО «ОКБ Вектор», г. Москва, и устанавливает объём и методы их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 2 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	6.1	да	да
2 Опробование	6.2	да	да
3 Определение метрологических характеристик	6.3	да	да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 Основные и вспомогательные средства поверки, указаны в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные и вспомогательные средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основных средств поверки
6.3	Установка для поверки уровнемеров 1 разряда по ГОСТ 8.477-82
	Рулетка измерительная металлическая 2-го класса по ГОСТ 7502-98, компарированная по 3 разряду (ГОСТ Р 8.763-2011) в соответствии с МИ 1780-87;
	Калибратор многофункциональный Calog-PRO-R (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 47999-11), диапазон измерений постоянного тока от 0 до 20 мА, погрешность $\pm 0,0024$ мА + 1 е.м.р
	Термометр сопротивления платиновый вибропрочный ТСПВ-1.1, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 50256-12)
	Измеритель-регулятор температуры многоканальный прецизионный МИТ 8.03, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 19736-05)
	Плотномер ПЛОТ-3, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 20270-12)
Примечание – Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.	

3.2 Средства поверки должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности:

- к проведению поверки допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по технике электробезопасности не ниже второй;
- вся аппаратура, питающаяся от сети переменного тока, должна быть заземлена;
- все разъёмные соединения линий электропитания и линий связи должны быть исправны;
- соблюдаться требования безопасности, указанные в технической документации на систему и компоненты системы, применяемые средства поверки и вспомогательное оборудование;
- поверитель должен соблюдать правила пожарной безопасности.

5 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающей среды – $(20 \pm 15) ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность окружающего воздуха – от 30 до 80 %;
- атмосферное давление – от 84 до 106 кПа;

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре установить: соответствие комплектности паспорту ВГАР. 421417.001 ПС; отсутствие дефектов, влияющих на работу системы и её компонентов; наличие и сохранность маркировки; чистоту и механическую исправность разъемов.

Результат считается положительным, если: комплектность системы соответствует ВГАР. 421417.001 ПС; отсутствуют дефекты, влияющие на работу системы и её компонентов; наличие и сохранность маркировки; чистота и механическая исправность разъемов.

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании устанавливается правильное функционирование системы. Для этого выводят на экран информацию об измерениях уровня, температуры, давления, массы и значения из градуировочных таблиц на резервуары.

Допускается совместить опробование с п. 6.3 настоящей методики поверки.

Результат считается положительным, если на экран выводится информация об измерениях уровня, температуры, давления, массы и значения из градуировочных таблиц на резервуары.

6.2.2 Проверить соответствие идентификационных данных программного обеспечения (далее - ПО). Для этого необходимо выполнить следующее: после включения и загрузки вычислительного компонента нажать на клавишу "ВХОД"; появится главное меню, в нижней части которого будут указаны версия ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма).

Результат считается положительным, если идентификационные данные совпадают с данными, указанными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SIM_HMI
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v1.03
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	16154(3F1A)

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Для этого проверяют наличие действующих свидетельств о поверке на все измерительные компоненты.

Результат считается положительным, если на все измерительные компоненты есть действующее свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение погрешности измерений объема

Для этого проверяют наличие действующих градуировочных таблиц на все резервуары. Значения из градуировочных таблиц должны быть занесены в систему.

Результат считается положительным, если на все резервуары есть действующие градуировочные таблицы и значения из градуировочных таблиц совпадают со значениями занесенными в систему.

6.3.3 Определение погрешности измерений массы

6.3.3.1 Массу брутто, m , кг, нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений для систем исполнений 1 и 3 определить по формуле

$$m = \rho_{15} \cdot V_{15} \quad (1)$$

где ρ_{15} – плотность нефти / нефтепродуктов приведенная к значению плотности при температуре 15 °С

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ИЗМ}}^0 \cdot K}{CTL_{\rho}} \quad (2)$$

где $\rho_{\text{ИЗМ}}^0$ – плотность нефти / нефтепродуктов, измеряемая с помощью ареометра или лабораторного плотномера в лабораторных условиях с учетом систематической погрешности метода или с помощью преобразователя плотности в мере вместимости, в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, кг/м³;

CTL_{ρ} - коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти / нефтепродуктов в лаборатории или в преобразователе плотности на объем нефти / нефтепродуктов, определяемый в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, приложение А;

K – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла ареометра, полученный по данным лаборатории. При измерениях плотности с применением преобразователя плотности принимается равным 1.

V_{15} – объем нефти / нефтепродуктов для горизонтального резервуара, м³, определить по формуле (3):

$$V_{15} = V_{20} \cdot [1 + (2\alpha_{CT} + \alpha_S) \cdot (T_p - 20)] \cdot CTL_V, \quad (3)$$

где α_{CT} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, °С⁻¹ (вводится при программировании системы). Значение температурного коэффициента линейного расширения материала стенки меры вместимости α_{CT} для стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$ °С⁻¹;

α_S – температурный коэффициент линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов, $12,5 \cdot 10^{-6}$ °С⁻¹. Значение температурного коэффициента линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов α_S для нержавеющей стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$ °С⁻¹, для алюминия - $23 \cdot 10^{-6}$ °С⁻¹. При применении СИ уровня, изготовленных из других материалов, вводят температурные поправки к измеренному уровню нефти/нефтепродуктов, при этом значение температурного

коэффициента линейного расширения материала СИ уровня нефти/нефтепродуктов α_s принимают равным 0;

V_{20} – объем в м³ продукта в мере вместимости, вычисляемый по формуле

$$V_{20} = V_{Ж} - V_{П}, \quad (4)$$

где $V_{Ж}$ – объем жидкости (нефть/нефтепродукты, подтоварная вода), м³, на измеряемом уровне H , м, определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, по документам на методики поверки, по формуле (6). Данные градуировочных таблиц должны соответствовать температуре стенки мер вместимости, равной 20 °С.

$V_{П}$ – объем подтоварной воды, м³, на измеряемом уровне H , м, определяемый по ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, ГОСТ Р 8.563, документам на методики поверки, по формуле (6).

CTL_V – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти/нефтепродуктов в мере вместимости на объем нефти/нефтепродуктов, определяемый в соответствии с ГОСТ Р 8.903-2015, приложение А;

T_p – средняя температура продукта в мере вместимости, °С, вычисленная по формуле

$$T_p = \frac{\sum T_i}{N}, \quad (5)$$

где N – число точек измерения температуры в резервуаре (не менее 5);

T_i – температура, измерений датчиком температуры под номером i , °С.

$$V_{Ж(П)} = V_H + \frac{(H - H_{ОКР}) \cdot (V_{H+1} - V_H)}{\Delta}, \quad (6)$$

где H – значение уровня, измеренное измерительным компонентом, м;

$H_{ОКР}$ – ближайшее к H меньшее значение уровня градуировочной таблицы резервуара, м, значение измеренного уровня, округленное с точностью до 1 см (вводится при программировании системы);

V_H – значение объема из градуировочной таблицы, соответствующее значению уровня $H_{ОКР}$, м³ (вводится при программировании системы);

V_{H+1} – значение объема из градуировочной таблицы, следующее за значением объема V_H , м³ (вводится при программировании системы);

Δ – шаг градуировочной таблицы резервуара равный 0,01 м (вводится при программировании системы).

6.3.5.2 Массу нетто, m_H , кг, нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений для систем исполнений 1 и 3 определить по формуле

$$m_H = m - m_B, \quad (7)$$

где m – масса брутто по формуле (1)

m_B – масса балласта, кг, определить по формуле

$$m_B = \frac{m \cdot (W_{М.В.} + W_{Х.С.} + W_{М.П.})}{100}, \quad (8)$$

где $W_{М.В.}$ – массовая доля воды в товарной нефти, %, должна определяться вспомогательным оборудованием по ГОСТ 2477 (вводится при программировании системы);

$W_{Х.С.}$ – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %, должна определяться вспомогательным оборудованием по ГОСТ 21534 (вводится при программировании системы);

$W_{М.П.}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, должна определяться вспомогательным оборудованием по ГОСТ 6370 (вводится при программировании системы).

6.3.5.3 Массу брутто, m , кг, нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе для систем исполнений 2 и 3 определить по формуле

$$m = \frac{P \cdot S_{cp}}{g}, \quad (9)$$

где P – гидростатическое давление столба нефти / нефтепродуктов, Па, измеренное датчиком дифференциального давления измерительного компонента;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

S_{cp} – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, м², определить по формуле

$$S_{cp} = \frac{V_{20} \cdot [1 + 2\alpha_{CT} \cdot (T_P - 20)]}{H}, \quad (10)$$

где V_{20} – объем в м³ продукта в мере вместимости, вычисляемый по формуле (4);

α_{CT} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, °С⁻¹ (вводится при программировании системы). Значение температурного коэффициента линейного расширения материала стенки меры вместимости α_{CT} для стали принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ °С}^{-1}$;

T_P – средняя температура продукта в мере вместимости, °С, вычисленная по формуле (5).

6.3.3.2 Массу нетто, m_H , кг, нефти и нефтепродуктов косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе для систем исполнений 2 и 3 определить по формуле

$$m_H = m - m_B, \quad (11)$$

где m – масса брутто по формуле (12)

m_B – масса балласта, кг, определить по формуле

$$m_B = \frac{m \cdot (W_{М.В.} + W_{Х.С.} + W_{М.П.})}{100}, \quad (12)$$

где $W_{М.В.}$ – массовая доля воды в товарной нефти, %, должна определяться вспомогательным оборудованием по ГОСТ 2477 (вводится при программировании системы);

$W_{Х.С.}$ – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %, должна вспомогательным оборудованием определяться по ГОСТ 21534 (вводится при программировании системы);

$W_{М.П.}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, должна определяться вспомогательным оборудованием по ГОСТ 6370 (вводится при программировании системы).

Результат считается положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы не превышают значений указанных в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, % – при массе до 120 т – при массе 120 т и более	$\pm 0,35$ $\pm 0,30$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти, % – при массе до 120 т – при массе 120 т и более	$\pm 0,35$ $\pm 0,30$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти, % – при массе до 120 т – при массе 120 т и более	$\pm 0,75$ $\pm 0,60$

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии установленными нормативными и правовыми документами. Свидетельства о поверке выдаются на систему для каждого резервуара с перечислением всех измерительных компонентов установленных на каждом из них. В свидетельстве о поверке на систему указывается один резервуар (тип, заводской номер) и все измерительные компоненты (наименование, тип, заводской номер) установленные на нём.

7.2 При отрицательных результатах поверки колонки выдают извещение в соответствии установленными нормативными и правовыми документами.

Разработали:

Начальник лаборатории № 449

А.А. Сулин

Ведущий инженер по метрологии лаборатории № 449

И.В. Беликов