

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
(ФГУП «ВНИИМС»)**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по производственной метрологии

ФГУП «ВНИИМС»

Н.В. Иванникова



10 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерительная АНП «Карелиянефтепродукт»

Методика поверки

МП 208-038-2019

Настоящий документ устанавливает порядок и методику проведения поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки системы измерительной АНП «Карелиянефтепродукт» (далее – система) на месте эксплуатации.

По заявке владельца системы, допускается проводить поверку системы с произвольным набором стояков налива, но не менее одного.

Интервал между поверками - один год.

1 Операции поверки.

1.1. При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1.

Наименование операции	Номер пункта
Внешний осмотр	5.1
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	5.2
Опробование	5.3
Определение относительной погрешности*	5.4

Примечание * – количество стояков налива, для которых определяется погрешность, определяется заявкой на поверку от владельца системы. Допускается по заявке владельца системы определение погрешности при измерении объема нефтепродукта не проводить.

2. Средства поверки и вспомогательное оборудование

2.1. При проведении поверки в зависимости от метода измерений массы нефтепродукта применяют средства поверки и вспомогательное оборудование по пункту 2.2 или пункту 2.3.

2.2. При измерении массы нефтепродукта с помощью мерника и средств измерений плотности нефтепродукта (косвенный метод статических измерений) применяют следующие средства поверки и вспомогательное оборудование:

2.2.1. Мерник эталонный, номинальная вместимость 2000 дм³, относительная погрешность не более 0,05 %.

2.2.2. Средства измерений плотности нефтепродукта.

2.2.2.1. Плотномер переносной ПЛОТ-3Б, абсолютная погрешность при измерении плотности не более 0,5 кг/м³, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,3 °С.

2.2.3. Средства измерений температуры нефтепродукта.

2.2.3.1. Для измерений температуры нефтепродукта применяют средства измерений температуры по пункту 2.2.3.2 или пункту 2.2.3.3 или пункту 2.2.3.4.

2.2.3.2. Плотномер переносной «ПЛОТ-3Б-1П» по пункту 2.2.2.1.

2.2.3.3. Термометр цифровой ТЦМ 9410, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,2 °С.

2.2.3.4. Термометр стеклянный ТЛ-4, диапазон измерений от 0 до +50 °С, цена деления 0,1 °С, абсолютная погрешность не более 0,2 °С.

2.2.4. Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм³ (при применении средств поверки по пунктам 2.2.3.4).

2.3. При измерении массы нефтепродукта с помощью установки для измерений массы нефтепродукта (прямой метод статических измерений).

2.3.1. Установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ-2000 (далее – Установка), номинальная вместимость мерника Установки (далее – МУ) 2000 дм³, относительная погрешность измерений объема не более 0,05 %, относительная погрешность измерений массы не более 0,04 %.

2.3.2. Средство измерений плотности нефтепродукта по пункту 2.2.2.1 (при необходимости вычислений поправки на взвешивание на воздухе по п. 5.4.4.11).

2.3.3. Средство измерений температуры нефтепродукта по пункту 2.2.3 (при необходимости вычислений поправки на взвешивание на воздухе по п. 5.4.4.11).

2.4. Допускается применение мерника эталонного 2-го разряда с относительной погрешностью не более 0,1 %, если в его свидетельстве о поверке указан действительный объем мерника.

2.5. Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками не хуже указанных выше.

2.6. Все средства поверки должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и/или знак поверки.

3. Требования безопасности и к квалификации поверителей.

3.1. К поверке допускают лиц, изучивших документацию на систему и средства поверки, правила пожарной безопасности, действующие на предприятии и утвержденные в установленном порядке, а также правила выполнения работ в соответствии с технической документацией, прошедших обучение и инструктаж по технике безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004 -90 и аттестованных в качестве поверителя.

3.2. Поверители проводят поверку в спецодежде: мужчины – в халате по ГОСТ 12.4.132-83 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.100-80, женщины в халате по ГОСТ 12.4.131-83 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.099-80.

3.3. Перед началом поверки проверяют исправность: системы, лестницы, подножек и площадки обслуживания установки, наличие заземления установки.

3.4. Содержание паров нефтепродукта в воздухе рабочей зоны не превышает предельно допустимую концентрацию их по ГОСТ 12.1.005.

4. Условия проведения поверки.

4.1. Условия проведения поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2

Измеряемая среда	светлые нефтепродукты
Температура нефтепродукта, °С	от -10 до +40
Кинематическая вязкость нефтепродукта, мм ² /с	от 0,55 до 6
Диапазон плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 670 до 870
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Температура окружающего воздуха, °С	от -20 до +50
Относительная влажность воздуха, %	от 10 до 90
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃
- частота переменного тока, Гц	50±1
Свободный газ в нефтепродукте	отсутствует

4.2. Все средства поверки должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и/или знак поверки.

4.3. В случае применения эталонного мерника 2 разряда, мерник должен иметь протокол его последней поверки или запись в свидетельстве о поверке о его действительной вместимости при температуре 20 °С.

4.4. При поверке должны соблюдаться условия эксплуатации средств поверки, указанные в их эксплуатационной документации.

4.5. Трубопроводы системы должны быть заполнены нефтепродуктом.

4.6. При температуре окружающего воздуха, ниже указанной в таблице 2, допускается проводить поверку в условиях эксплуатации при соблюдении требований пункта 4.4.

5. Проведение поверки.

5.1. Внешний осмотр.

5.1.1. При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует комплектности, указанной в паспорте на систему;
- на составных частях системы отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, ухудшающие ее внешний вид и препятствующие ее применению;
- маркировка соответствует эксплуатационной документации.

В случае отрицательных результатов при внешнем осмотре, система поверке не подлежит до устранения недостатков.

5.1.2. При внешнем осмотре устанавливают соответствие каждого стояка налива следующим требованиям:

- комплектность соответствует комплектности, указанной в формуляре на стояк налива;
- на составных частях стояка налива отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, ухудшающие его внешний вид и препятствующие его применению;
- маркировка соответствует эксплуатационной документации.

В случае отрицательных результатов при внешнем осмотре, стояк налива поверке не подлежит до устранения недостатков.

5.2. Проверка версии программного обеспечения

Проверяют версии программного обеспечения (ПО) АРМ-оператора и контроллеров.

С показывающего устройства АРМ-оператора считывают номера версий программного обеспечения АРМ-оператора и контроллеров.

Результаты проверки программного обеспечения считают положительными, если номера версий программного обеспечения соответствует номерам версий программного обеспечения, указанным в описании типа системы.

5.3. Опробование.

5.3.1. Устанавливают Установку или мерник на посту налива в пределах рабочей зоны действия системы. Убеждаются в отсутствии посторонних предметов и льда в мернике (МУ).

5.3.2. Проверяют вертикальность установки мерника (Установки) и при необходимости регулируют его положение по уровню или отвесу.

5.3.3. Мерник (Установку) подключают к электропитанию (при наличии в их составе насосного агрегата) и заземляют.

5.3.4. Подключают наливную трубу стояка налива системы к мернику (МУ) в соответствии с правилами эксплуатации системы при наливе автоцистерн.

5.3.5. В АРМ оператора задают контрольную дозу, равную номинальной вместимости мерника (МУ).

5.3.6. Включают систему и проводят пробный налив нефтепродукта в мерник (МУ).

5.3.7. В процессе налива проверяют работоспособность системы в соответствии с установленным режимом, герметичность ее узлов, отсутствие протечек в мернике (МУ).

5.3.8. Нефтепродукт из мерника (МУ) перекачивают в отпусчную автоцистерну.

5.3.9. После опорожнения мерника (МУ) для полного удаления нефтепродукта дают выдержку на слив капель в течение трех минут. Затем убеждаются путём визуального осмотра внутренней полости мерника (МУ) в отсутствии на его дне нефтепродукта.

5.3.10. При обнаружении нефтепродукта проводят контроль правильности установки мерника (Установки) по п. 5.3.2 настоящего раздела и проводят операции по п.п. 5.3.4 - 5.3.10 повторно.

5.4. Определение относительной погрешности.

5.4.1. Определение массы нефтепродукта отпущенной дозы нефтепродукта проводят по пункту 5.4.3 при применении Установки или по пункту 5.4.4 при применении мерника.

5.4.2. Перед определением погрешности проводят смачивание мерника (МУ) нефтепродуктом. Для этого мерник (МУ) полностью наполняют нефтепродуктом и сливают его. Контролируют отсутствие не слитого из мерника (МУ) нефтепродукта. В случае отсутствия нефтепродукта в мернике (МУ) в процессе определения погрешности более 1 часа проводят смачивание мерника (МУ) повторно.

5.4.3. Определение относительной погрешности при измерении массы нефтепродукта при применении Установки.

5.4.3.1. Проверяют отсутствие нефтепродукта в МУ, закрывают сливной кран и обнуляют показания Установки при измерении массы.

5.4.3.2. Опускают наливную трубу стояка налива в горловину МУ.

5.4.3.3. Задают дозу нефтепродукта с помощью АРМ оператора. Значение дозы принимают равной номинальному объему МУ по паспорту Установки.

5.4.3.4. Проверяют заземление и положение наливной трубы стояка налива.

5.4.3.5. Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

5.4.3.6. В процессе наполнения МУ контролируют отсутствие протечек через сливную трубу МУ. В случае обнаружения протечек работы останавливают, нефтепродукт из МУ сливают и повторяют операции по п.п. 5.4.3.1. – 5.4.3.6.

5.4.3.7. Выдача дозы нефтепродукта прекращается автоматически. Выдача дозы считается законченной после того, как прекратится изменение уровня нефтепродукта в МУ и на показывающем устройстве АРМ оператора. Считывают измеренные системой массу (M_c) и объем (V_c) нефтепродукта.

5.4.3.8. Поднимают наливную трубу стояка налива системы из горловины МУ в исходное положение.

5.4.3.9. После успокоения нефтепродукта в МУ определяют по показывающему устройству Установки массу дозы нефтепродукта в МУ (M_M) и объем дозы нефтепродукта в МУ (V_M).

5.4.3.10. Определяют температуру стенки МУ (T_M) по показанию термометра, установленного на корпусе МУ. При его отсутствии температуру стенки принимают равной температуре нефтепродукта в МУ.

5.4.3.11. Проводят измерения температуры нефтепродукта в МУ.

5.4.3.11.1. Измерения температуры нефтепродукта в МУ при применении переносного плотномера (переносного термометра) проводят по пункту 5.4.4.11.2, при применении стеклянного термометра по пункту 5.4.4.11.3.

5.4.3.11.2. Измерение температуры нефтепродукта в МУ (T_V) с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в МУ на глубину 0,33 от высоты наполнения МУ и выдерживают 2-3 минуты. Считывание с дисплея переносного плотномера (переносного термометра) значения температуры проводят после принятия значением температуры нефтепродукта постоянного значения.

5.4.3.11.3. Измерение температуры нефтепродукта в МУ (T_V) с помощью стеклянного термометра проводят в следующей последовательности:

- опускают в МУ переносной пробоотборник на глубину 0,33 от высоты наполнения МУ и выдерживают его в погруженном состоянии в течение 5 минут;

- погружают термометр в нефтепродукт непосредственно в пробоотборнике сразу после отбора пробы и выдерживают до принятия температуры нефтепродукта постоянного положения;

- измеряют температуру нефтепродукта, считывая показания термометра, удерживая термометр в нефтепродукте.

5.4.3.12. Сливают нефтепродукт из МУ.

5.4.3.13. Определяют поправку на взвешивание нефтепродукта в воздухе, в соответствии с эксплуатационной документацией на Установку.

В случае отсутствия необходимых сведений в эксплуатационной документации на Установку, значение поправки на взвешивание нефтепродукта в воздухе рассчитывают по формуле

$$K_A = 1 + \frac{\rho_A}{\rho_{V0}}, \quad (1)$$

где

ρ_A – плотность окружающего воздуха, кг/м³ (принимают равной 1,2 кг/м³);
 ρ_{V0} – плотность нефтепродукта в МУ, кг/м³.

Значение плотности нефтепродукта в МУ измеряют в МУ по пункту 5.4.3.12 или рассчитывают по формуле

$$\rho_{V0} = \frac{M_M}{V_M}. \quad (2)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в МУ, определенный по пункту 5.4.3.9, м³.

M_M – масса нефтепродукта в МУ, определенная по пункту 5.4.3.9, кг.

5.4.3.14. Рассчитывают массу нефтепродукта в МУ по формуле

$$M_0 = M_M \cdot K_A \cdot K_g, \quad (3)$$

где

M_M – масса дозы нефтепродукта, полученная по пункту 5.4.3.9.;

K_A – поправку на взвешивание нефтепродукта в воздухе, полученная по пункту 5.4.3.13.;

K_g – поправочный коэффициент на ускорение свободного падения, рассчитываемый по формуле

$$K_g = \frac{g_V}{g}, \quad (4)$$

где

g_V – ускорение свободного падения при проведении весового устройства Установки (из протокола поверки установки), м/с²;

g – ускорение свободного падения в месте проведения поверки, м/с².

5.4.3.15. Рассчитывают объем дозы нефтепродукта в мернике с учетом поправки на температуру стенки МУ по формуле

$$V_0 = (V_M + V_M^D - V_M^H) \cdot [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (T_M - 20)], \quad (5)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в МУ;

V_M^D – действительная вместимость МУ (по свидетельству о поверке);
 V_M^H – номинальная вместимость МУ;
 α – коэффициент линейного расширения материала МУ по его паспорту, $1/^\circ\text{C}$;
 T_M – температура стенки МУ, $^\circ\text{C}$.

Примечание – При применении мерника с относительной погрешностью не более 0,05 % допускается принимать $V_M^D = V_M^H$.

5.4.4. Определение относительной погрешности при измерении массы нефтепродукта при применении мерника.

5.4.4.1. Проверяют отсутствие нефтепродукта в мернике и закрывают сливной кран.

5.4.4.2. Опускают наливную трубу стояка налива в горловину мерника.

5.4.4.3. Задают дозу нефтепродукта с помощью АРМ оператора. Значение дозы принимают равной номинальному объему мерника по его паспорту.

5.4.4.4. Проверяют заземление мерника.

5.4.4.5. Запускают систему для отпуски нефтепродукта.

5.4.4.6. В процессе наполнения мерника контролируют отсутствие протечек через сливную трубу мерника. В случае обнаружения протечек через сливную трубу мерника, работы останавливают, нефтепродукт из мерника сливают и повторяют операции по п.п. 5.4.4.1. – 5.4.4.6.

5.4.4.7. Выдача дозы нефтепродукта прекращается автоматически. Выдача дозы считается законченной после того, как прекратится изменение уровня нефтепродукта в мернике и на показывающем устройстве АРМ оператора. Считывают измеренную системой массу (M_C) нефтепродукта.

5.4.4.8. При верхнем наливке поднимают наливную трубу стояка налива системы из горловины мерника в исходное положение.

5.4.4.9. После успокоения уровня нефтепродукта в мернике определяют по шкале мерника значение объема дозы нефтепродукта в мернике (V_M).

5.4.4.10. Определяют температуру стенки мерника (T_M) по показанию термометра, установленного на корпусе мерника. При его отсутствии температуру стенки принимают равной температуре нефтепродукта в мернике.

5.4.4.11. Проводят измерения температуры нефтепродукта в мернике.

5.4.4.11.1. Измерения температуры нефтепродукта в мернике при применении переносного плотномера (переносного термометра) проводят по пункту 5.4.4.11.2, при применении стеклянного термометра по пункту 5.4.4.11.3.

5.4.4.11.2. Измерение температуры нефтепродукта в мернике (T_V) с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в мерник на глубину 0,33 от высоты наполнения мерника и выдерживают 2-3 минуты. Считывание с дисплея переносного плотномера (переносного термометра) значения температуры проводят после принятия значением температуры нефтепродукта постоянного значения.

5.4.4.11.3. Измерение температуры нефтепродукта в мернике (T_V) с помощью стеклянного термометра проводят в следующей последовательности:

- опускают в мерник переносной пробоотборник на глубину 0,33 от высоты наполнения мерника и выдерживают его в погруженном состоянии в течение 5 минут;

- погружают термометр в нефтепродукт непосредственно в пробоотборнике сразу после отбора пробы и выдерживают до принятия температуры нефтепродукта постоянного положения;

- измеряют температуру нефтепродукта, считывая показания термометра, удерживая термометр в нефтепродукте.

5.4.4.12. Проводят измерения плотности нефтепродукта. Измерение плотности нефтепродукта (ρ_{V0}) с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в мерник на глубину 0,33 от высоты наполнения мерника и выдерживают не менее 2-3 минут и считывают результаты измерений плотности после стабилизации значения плотности нефтепродукта на показывающем устройстве переносного плотномера.

5.4.4.13. Рассчитывают объем дозы нефтепродукта в мернике с учетом поправки на температуру стенки мерника по формуле

$$V_0 = (V_M + V_M^D - V_M^H) \cdot [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (T_M - 20)], \quad (6)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в мернике;

V_M^D – действительная вместимость мерника (по свидетельству о поверке);

V_M^H – номинальная вместимость мерника;

α – коэффициент линейного расширения материала мерника по его паспорту, $1/^\circ\text{C}$;

T_M – температура стенки мерника, $^\circ\text{C}$.

Примечание – При применении мерника с относительной погрешностью не более 0,05 % допускается принимать $V_M^D = V_M^H$.

5.4.4.14. Рассчитывают массу нефтепродукта в мернике M_0 по формуле

$$M_0 = V_0 \cdot \rho_{V0}. \quad (7)$$

5.4.5. Рассчитывают относительную погрешность стояка налива системы при измерении объема и массы дозы нефтепродукта по формуле

$$\delta V = \frac{V_C - V_0}{V_0} \cdot 100\%. \quad (8)$$

$$\delta M = \frac{M_C - M_0}{M_0} \cdot 100\%. \quad (9)$$

5.4.6. Операции по пунктам 5.4.3 или 5.4.4 проводят не менее двух раз.

5.4.7. Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие:

- при измерении объема дозы нефтепродукта $|\delta V| \leq 0,25 \%$.
- при измерении массы дозы нефтепродукта $|\delta M| \leq 0,25 \%$.

6. Оформление результатов поверки.

6.1. При положительных результатах поверки оформляют свидетельства о поверке на систему и делают отметку в паспорте на систему.

6.1.1. На обратной стороне свидетельства о поверке указывают номера стояков налива, прошедших поверку и пределы погрешности измерений массы и объема нефтепродукта. В случае, если для стояка налива определялась только погрешность измерений массы нефтепродукта, то для данного стояка налива указывают только пределы погрешности измерений массы нефтепродукта.

6.1.2. В формуляр стояка налива вносят наименование нефтепродукта, на котором проводилась поверка, коэффициенты расхода, дату проведения поверки и наносят на них подпись поверителя и знак поверки.

6.1.3. Пломбами с оттиском знака поверки в соответствии с руководством по эксплуатации системы пломбируют составные части системы. Массомеры пломбируют согласно МИ 3002 и/или описания типа на массомеры.

6.2. Результаты поверки заносят в протокол произвольной формы. Протоколы поверки стояков налива является приложением к свидетельству о поверке.

6.3. В случае отрицательных результатов поверки системы ее признают непригодной к эксплуатации. При этом свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят, в паспорт системы вносят соответствующую запись и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

6.4. В случае отрицательных результатов поверки стояка налива в формуляр стояка налива вносят соответствующую запись.

6.5. При проведении внеочередной поверки стояка налива в случае положительных результатов переоформляют свидетельство о поверке на систему в соответствии с п. 6.1. без изменения даты следующей поверки системы. При этом поверку остальных стояков налива не проводят.

Начальник отдела 208
ФГУП «ВНИИМС»

Б.А. Иполитов

Начальник сектора отдела 208
ФГУП «ВНИИМС»

А.А. Дудыкин