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



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по производственной метрологии

ФГУП «ВНИИМС»

_____ Н.В. Иванникова

«_30_» _____01_____ 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерения количества нефтепродуктов на АНП-1 ЛПДС «Володарская»

Методика поверки

МП 208-002-2020

2020

gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ устанавливает порядок и методику проведения поверки при первичной (при вводе в эксплуатацию) и периодической поверки системы измерения количества нефтепродуктов на АНП-1 ЛПДС «Володарская», заводской номер 001.2019 (далее – система) на месте эксплуатации.

По заявке владельца системы, допускается проводить поверку системы с произвольным набором постов 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
Опробование	5.2
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	5.3
Определение относительной погрешности*	5.4

Примечанием * – количество постов налива для которых определяется погрешность определяется заявкой на поверку от владельца системы.

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 дм^3, относительная погрешность не более 0,05 %.

2.2.2. Средства измерений плотности нефтепродукта.

2.2.2.1. Для измерений плотности нефтепродукта применяют средства измерений плотности по пункту 2.2.2.2 или пункту 2.2.2.3 или пункту 2.2.2.4.

2.2.2.2. Плотномер переносной ПЛОТ-3Б-1П, абсолютная погрешность при измерении плотности не более 0,5 кг/м^3, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,3 °С.

2.2.2.3. Анализатор плотности жидкости лабораторный DMA 4500M или денсиметр (лабораторный) с абсолютной погрешностью при измерении плотности не более 0,1 кг/м^3.

2.2.2.4. Ареометры стеклянные АНТ-1 по ГОСТ 18481-81, цена деления 0,5 кг/м^3, абсолютная погрешность не более 0,5 кг/м^3, не менее 3 шт.

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 2.2.2.2.

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 дм^3 (при применении средств поверки по пунктам 2.2.2.3, 2.2.2.4, 2.2.3.4).

2.2.5. Цилиндр стеклянный, номинальный объем 1 дм^3 (при применении средств поверки по пунктам 2.2.2.4).

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 дм^3, 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 (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).

2.3.4. Вспомогательное оборудование по пунктам 2.2.4, 2.2.5 (при применении СИ по п. 2.3.2).

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.

2.7. Средства измерений плотности и температуры, применяемые при поверке, должны обеспечивать измерение, соответственно, плотности и температуры нефтепродукта в диапазоне изменений плотности и температуры нефтепродукта при поверке.

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 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.100, женщины в халате по ГОСТ 12.4.131 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.099.

3.3. Перед началом поверки проверяют исправность: системы, лестницы, подножек и площадки обслуживания мерника или Установки, наличие необходимых заземлений.

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 (нефтепродукты)	автомобильные бензины по ГОСТ 32513, дизельное топливо по ГОСТ 32511
Диапазон плотности нефтепродукта, кг/м^3	от 670 до 870
Диапазон температуры нефтепродукта, °С – автомобильный бензин – дизельное топливо	 от -20 до +30 от -27 до +40

Окончание таблицы 2.

Свободный газ в нефтепродукте	отсутствует
Температура окружающей среды, °С: - пост налива - щитовая КИП - операторная	 от -20 до +40 от +5 до +40 от +15 до +25
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 380^{+38}_{-57}; 220^{+22}_{-33} 50±1

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

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

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

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

В случае отрицательных результатов при внешнем осмотре, для поста налива с отрицательными результатами внешнего осмотра, дальнейшие операции поверки не проводятся до устранения недостатков.

5.2. Опробование.

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

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

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

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

5.2.5. В АРМ оператора МПСА АСН-1 в операторной задают контрольную дозу, равную номинальной вместимости мерника (МУ).

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

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

5.2.8. Нефтепродукт из мерника (МУ) перекачивают в отпускную автоцистерну.

5.2.9. 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.

5.2.10. При обнаружении нефтепродукта проводят контроль правильности установки мерника (Установки) по п. 5.2.2 настоящего раздела и проводят операции по п.п. 5.2.4 - 5.2.10 повторно.

5.3. Проверка идентификационных данных программного обеспечения

5.3.1. Проверка идентификационных данных программного обеспечения массомеров.

С показывающих массомеров считывают номера версий программного обеспечения массомеров в соответствии с их эксплуатационной документацией или методикой поверки на массомеры.

Результаты проверки считают положительными, если номера версий программного обеспечения соответствует номерам версий программного обеспечения, указанным формулярах постов налива.

5.3.2. Проверка идентификационных данных программного обеспечения контроллеров шкафа АСН-1.Шкаф КЦ.

Проверку идентификационных данных программного обеспечения контроллеров шкафа АСН-1.Шкаф КЦ проводят путем считывания номеров версий и контрольных сумм программного обеспечения основного и резервного контроллеров шкафа АСН-1.Шкаф КЦ считывают с показывающего устройства АРМ оператора МПСА АСН-1.

Результаты проверки считают положительными, если номера версий и контрольные суммы программного обеспечения контроллеров шкафа АСН-1.Шкаф КЦ соответствуют номерам версий и контрольным суммам программного обеспечения, указанному в описании типа на систему.

5.3.3. Проверка идентификационных данных программного обеспечения АРМ оператора МПСА АСН-1 (ОРС-сервер).

Проверку идентификационных данных программного обеспечения АРМ оператора МПСА АСН-1 проводят путем считывания контрольной суммы программного обеспечения АРМ оператора МПСА АСН-1 (ОРС-сервер) с его показывающего устройства.

Результаты проверки считают положительными, если контрольная сумма программного обеспечения АРМ оператора МПСА АСН-1 (ОРС-сервер) соответствует контрольной сумме программного обеспечения, указанной в описании типа на систему.

5.4. Определение относительной погрешности.

5.4.1. При определении относительной погрешности при измерении массы нефтепродукта выполняют следующие условия:

- при применении поста налива для верхнего и нижнего налива нефтепродукта, определение погрешности при измерении массы нефтепродукта проводят на одном и том же нефтепродукте и при одних и тех же настроечных коэффициентах массомера (коэффициент расхода, Kv-factor и Km-factor) и для верхнего налива, и для нижнего налива;

- при применении поста налива только для верхнего (нижнего) налива нефтепродукта,

определение погрешности при измерении массы нефтепродукта проводят только для верхнего (нижнего) налива.

5.4.2. Определение массы нефтепродукта отпущенной дозы нефтепродукта проводят по пункту 5.4.4 при применении Установки или по пункту 5.4.5 при применении мерника. В случае изменения настроечных коэффициентов массомеров (коэффициент расхода и/или Kv-factor и/или Km-factor) поверитель проводит «квитирование» данных изменений в соответствии с руководством по эксплуатации на МПСА системы.

5.4.3 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.

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

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

5.4.4.2. Опускают наливную трубу поста налива в горловину МУ при верхнем наливе или подключают наливную трубу поста налива к МУ при нижнем наливе.

5.4.4.3. Задают дозу нефтепродукта с помощью АРМ оператора МПСА АСН-1. Значение дозы принимают равной номинальному объему МУ по паспорту Установки.

5.4.4.4. Проверяют заземление и положение наливной трубы поста налива.

5.4.4.5. Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

5.4.4.6. При верхнем наливе 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. 5.4.4.1. – 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 МУ и на показывающем устройстве АРМ оператора МПСА АСН-1. Считывают измеренные системой массу (M_C) и объем (V_C) нефтепродукта.

5.4.4.8. Поднимают наливную трубу поста налива системы из горловины МУ при верхнем наливе в исходное положение или отключают наливную трубу поста налива от МУ при нижнем наливе.

5.4.4.9. 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).

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

5.4.4.11. Проводят измерения температуры нефтепродукта в МУ.

5.4.4.11.1. 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.

5.4.4.11.2. 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.

5.4.4.11.3. 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.

5.4.4.12. Сливают нефтепродукт из МУ.

5.4.4.13. 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/м^3 (принимают равной 1,2 кг/м^3);

ρ_{V0} – плотность нефтепродукта в МУ, кг/м^3.

Значение плотности нефтепродукта в МУ измеряют в МУ по пункту 5.4.5.12 или рассчитывают по формуле

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

где

V_M – объем нефтепродукта в МУ, определенный по пункту 5.4.4.9, м^3.

M_M – масса нефтепродукта в МУ, определенная по пункту 5.4.4.9, кг.

Примечание – При измерении плотности нефтепродукта в мернике по пункту 5.4.5.12.3 допускается применять один ареометр.

5.4.4.14. Рассчитывают массу нефтепродукта в МУ по формуле

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

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

$$V_0 = \left(V_M + V_M^Д - V_M^Н\right) \cdot \left[1 + 3 \cdot \alpha \cdot \left(T_M - 20\right)\right], \quad (4)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в МУ;

$V_M^Д$ – действительная вместимость МУ (по свидетельству о поверке);

$V_M^Н$ – номинальная вместимость МУ;

α – коэффициент линейного расширения материала МУ по его паспорту, 1/°С;

T_M – температура стенки МУ, °С.

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

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

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

5.4.5.2. Опускают наливную трубу поста налива в горловину мерника при верхнем наливе или подключают наливную трубу поста налива к мернику при нижнем наливе.

5.4.5.3. Задают дозу нефтепродукта с помощью АРМ оператора МПСА АСН-1. Значение дозы принимают равной номинальному объему мерника по его паспорту.

5.4.5.4. Проверяют заземление мерника.

5.4.5.5. Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

5.4.5.6. При верхнем наливе 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. 5.4.5.1. – 5.4.5.6.

5.4.5.7. Выдача дозы нефтепродукта прекращается автоматически. Выдача дозы считается законченной после того, как прекратится изменение уровня нефтепродукта в мернике и на показывающем устройстве АРМ оператора МПСА АСН-1. При этом значение выданной дозы должно отличаться от заданной дозы не более 5 дм^3. Считывают измеренную системой массу (M_C) нефтепродукта.

5.4.5.8. При верхнем наливе поднимают наливную трубу поста налива системы из горловины мерника в исходное положение.

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

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

5.4.5.11. Проводят измерения температуры нефтепродукта в мернике.

5.4.5.11.1. Измерения температуры нефтепродукта в мернике при применении переносного плотномера (переносного термометра) проводят по пункту 5.4.5.11.2, при применении стеклянного термометра по пункту 5.4.5.11.3.

5.4.5.11.2. 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.

5.4.5.11.3. 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.

5.4.5.12. Проводят измерения плотности нефтепродукта.

5.4.5.12.1. Измерения плотности нефтепродукта проводят при применении переносного плотномера или переносного термометра по пункту 5.4.5.12.2, при применении ареометров по пункту 5.4.5.12.3, при применении измерителя плотности (лабораторного плотномера) по пункту 5.4.5.12.4.

5.4.5.12.2. 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.

5.4.5.12.3. Измерение плотности нефтепродукта с помощью ареометров проводят в следующей последовательности:

- отбирают точечную пробу нефтепродукта из мерника переносным пробоотборником с глубины 0,33 от высоты наполнения мерника;
- переливают пробу нефтепродукта в стеклянный измерительный цилиндр;
- измеряют плотность нефтепродукта и его температуру в стеклянном измерительном цилиндре;
- рассчитывают плотность нефтепродукта в мернике.

Измерение плотности нефтепродукта проводят ареометром по методике, изложенной в ГОСТ Р 51069. Измерения проводят три лица, обученные для проведения измерений ареометрами тремя разными ареометрами. При измерении регистрируют плотность нефтепродукта (ρ_j) и соответствующую ей температуру ($T_{\rho j}$) нефтепродукта.

Примечание – Рекомендуется для каждого измерения плотности проводить новый отбор пробы нефтепродукта из мерника.

После проведения измерения измерительный цилиндр освобождается от нефтепродукта, в сливную емкость.

Плотность нефтепродукта в мернике ρ_{V0} рассчитывают по формуле

$$\rho_{t^\circ 0} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^{N} \rho_{t^\circ 0_j}, \qquad (5)$$

где

N – количество измерений плотности нефтепродукта ареометром;

$\rho_{t^\circ 0_j}$ – плотность нефтепродукта, приведенная к температуре нефтепродукта в мернике T_V, кг/м^3.

Значение $\rho_{t^\circ 0_j}$ определяют по рекомендации Р 50.2.076.

Примечание – Допускается для расчета ρ_{V0_j} применять программное обеспечение, сертифицированное в установленном порядке.

5.4.5.12.4. Измерение плотности нефтепродукта с помощью лабораторного плотномера проводят в следующей последовательности:

- отбирают точечную пробу нефтепродукта из мерника переносным пробоотборником с глубины 0,33 от высоты наполнения мерника;
- измеряют с помощью лабораторного плотномера плотность нефтепродукта (ρ) и соответствующую ей температуру (T_ρ) нефтепродукта.

Измерения с помощью лабораторного плотномера проводят по аттестованной методике измерений.

Приводят измеренную плотность к плотности $\rho_{t^\circ 0}$ при температуре измерения объема (T_V).

Значение $\rho_{t^\circ 0}$ определяют по рекомендации Р 50.2.076.

Примечание – Допускается для расчета ρ_{V0} применять программное обеспечение, сертифицированное в установленном порядке.

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

$$V_0 = \left(V_M + V_M^Д - V_M^Н\right) \cdot \left[1 + 3 \cdot \alpha \cdot \left(T_M - 20\right)\right], \quad (6)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в мернике;

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

$V_M^Н$ – номинальная вместимость мерника;

α – коэффициент линейного расширения материала мерника по его паспорту, 1/°С;

T_M – температура стенки мерника, °С.

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

5.4.5.14. Рассчитывают массу нефтепродукта в мернике M_0 по формуле

$$M_0 = V_0 \cdot \rho_{1\cdot 0}. \quad (7)$$

5.4.6. Рассчитывают относительную погрешность поста налива системы при измерении объема и массы дозы нефтепродукта при каждом измерении по формуле

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

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

5.4.7. Операции по пунктам 5.4.4 или 5.4.5 проводят не менее двух раз.

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

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

6. Оформление результатов поверки

6.1. При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке на систему и заносят сведения о поверке со знаком поверки в паспорт на систему и в формуляры постов налива.

6.1.1. На обратной стороне свидетельства о поверке указывают номера постов налива с указанием типа налива (верхний или нижний или нижний и верхний) с положительными результатами поверки.

6.1.2. В формуляр поста налива вносят наименование нефтепродукта, на котором проводилась поверка, настроечные коэффициенты массомера (коэффициент расхода, Kv-factor и Km-factor), тип налива (верхний или нижний или нижний и верхний), номер версии ПО массомера, дату проведения поверки и наносят на них подпись поверителя и знак поверки.

6.1.3. Пломбами со знаком поверки пломбируют (в том числе фланцевые соединения массомера и трубопровода поста налива) массомеры согласно МИ 3002 и/или описания типа на массомеры.

6.1.4. Для постов налива с положительными результатами поверки проверяют соответствие настроечных коэффициентов массомеров, указанных в формуляре поста налива и отображаемых на показывающем устройстве АРМ оператора МПСА АСН-1. При положи-

тельных результатах проверки, в соответствии эксплуатационной документацией на МПСА системы, закрывают паролем поверителя и представителя владельца системы доступ к системе контроля настроек и идентификационных данных массомеров в АРМ оператора МПСА АСН-1. Для постов налива с отрицательными результатами проверки необходимо провести определение погрешности по п. 5.4 или исключить их из свидетельства о поверке.

6.1.5. Результаты поверки заносят в протокол по форме, приведённой в Приложении А или в Приложении Б. Протоколы поверки является приложением к свидетельству о поверке.

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

6.3. В случае отрицательных результатов поверки поста налива в формуляр поста налива вносят соответствующую запись.

6.4. При проведении внеочередной поверки в случае положительных результатов переоформляют свидетельство о поверке на систему в соответствии с п. 6.1. без изменения даты следующей поверки системы. При этом определение погрешности для остальных постов налива не проводят.

Начальник отдела ФГУП «ВНИИМС» Б.А. Иполитов

Начальник сектора ФГУП «ВНИИМС» А.А. Дудыкин

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ФОРМА ПРОТОКОЛА ПОВЕРКИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ УСТАНОВКИ

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Дата проведения поверки: _____
Место проведения: _____
Средство измерений: _____ (далее - система).
Номер поста налива: ____
Наименование нефтепродукта: _____
Тип массомера: _____ Заводской номер массомера: _____
Номер версии программного обеспечения массомера: _____
Коэффициент расхода массомера: _____
Kv-factor/ Km-factor массомера: _____/_____

Средства поверки:
1. Установка _____ (Зав. № _____) (далее - Установка), вместимость мерника Установки (МУ) при 20 °С V_{20} = _____ дм^3, пределы относительной погрешности при измерении объема ± ___ %, пределы относительной погрешности при измерении массы ± ___ %
2. Плотномер _____ (Зав. № _____), пределы абсолютной погрешности при измерении плотности ±____ кг/м^3, пределы абсолютной погрешности при измерении температуры ± ____ °С.
3. Ареометр _____ (Зав. № _____), пределы абсолютной погрешности при измерении плотности ±____ кг/м^3.
4. Термометр _____, пределы абсолютной погрешности при измерении температуры ±0,2 °С.

Результаты измерений

№ измерения	Объем н/п в МУ, дм^3	Плотность н/п в МУ, кг/м^3	Температура н/п в МУ, °С	Масса н/п в МУ, кг	Поправочный коэффициент
Верхний налив					
1					
2					
3					
Нижний налив					
1					
2					
3					

Результаты измерений (Система)

№ измерения	Объем н/п, дм^3	Масса н/п, кг
	V_C	M_C
Верхний налив		
1		
2		
3		
Нижний налив		
1		
2		
3		

Результаты вычислений

№ измерения	Объем н/п, $м^3$		Относительная погрешность δV, %	
	Система	Расчет	Расчет	Допуск
	V_C	V_0		
Верхний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25
Нижний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25

№ измерения	Масса н/п, кг		Относительная погрешность δM, %	
	Система	Расчет	Расчет	Допуск
	M_C	M_0		
Верхний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25
Нижний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25

Заключение _____

Поверитель

знак поверки	_____ Подпись	_____ Ф.И.О

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ФОРМА ПРОТОКОЛА ПОВЕРКИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ МАССЫ НЕФТЕПРОДУКТА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕРНИКА

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Дата проведения поверки: _____
Место проведения: _____
Средство измерений: _____ (далее - система).
Номер поста налива: ____
Наименование нефтепродукта: _____
Тип массомера: _____ Заводской номер массомера: _____
Номер версии программного обеспечения массомера: _____
Коэффициент расхода массомера: _____
Kv-factor/ Km-factor массомера: _____/_____

Средства поверки:
1. Мерник _____ (Зав. № _____), вместимость мерника Установки (МУ) при 20 °С V_{20} = _____ дм^3, пределы относительной погрешности при измерении объема ± ___ %.
2. Плотномер (переносной) _____ (Зав. № _____), пределы абсолютной погрешности при измерении плотности ±____ кг/м^3, пределы абсолютной погрешности при измерении температуры ± ____ °С.
3. Ареометр ____ (Зав. № _____) / Ареометр ____ (Зав. № _____) / Ареометр ____ (Зав. № _____), пределы абсолютной погрешности при измерении плотности ±____ кг/м^3.
4. Денсиметр (лабораторный плотномер) _____ (Зав. № _____), пределы абсолютной погрешности при измерении плотности ±____ кг/м^3.
5. Термометр _____, пределы абсолютной погрешности при измерении температуры ±____ °С.

Результаты измерений (Средства поверки)

№ измерения	Объем н/п в мернике, дм^3	Температура н/п в мернике, °С	j - ое измерение			Плотность н/п в мернике (при температуре $T_м$), кг/м^3
			Плотность н/п, кг/м^3	Температура н/п при измерении плотности, °С	Плотность н/п в мернике (при температуре $T_м$), кг/м^3	
	$V_м$	$T_м$	ρ_j	T_{pj}	ρ_{v0j}	ρ_{v0}
Верхний налив						
1						
2						
3						
Нижний налив						
1						
2						
3						

Результаты измерений (Система)

№ измерения	Объем н/п, $дм^3$	Масса н/п, кг
	V_C	M_C
Верхний налив		
1		
2		
3		
Нижний налив		
1		
2		
3		

Результаты вычислений

№ измерения	Объем н/п, $м^3$		Относительная погрешность δV, %	
	Система	Расчет	Расчет	Допуск
	V_C	V_0		
Верхний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25
Нижний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25

№ измерения	Масса н/п, кг		Относительная погрешность δM, %	
	Система	Расчет	Расчет	Допуск
	M_C	M_0		
Верхний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25
Нижний налив				
1				±0,25
2				±0,25
3				±0,25

Заключение _____

Поверитель

знак поверки _____ Подпись _____ Ф.И.О

gost.e-ecolog.ru