

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по производственной метрологии

ФГУП «ВНИИМС»


Н.В. Иванникова

№ 17 " 10 " 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерительные АМКУ-01

Методика поверки

МП 208-039-2019

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерительные АМКУ-01 (далее – системы) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки. Интервал между поверками - два года.

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки.

Наименование операции	Номер пункта
Внешний осмотр	5.1
Проверка идентификационных данных ПО	5.2
Опробование	5.3
Определение погрешности	5.4*
Определение погрешности при измерении объема	5.4.2
Определение погрешности при измерении температуры	5.4.3
Определение погрешности при измерении плотности	5.4.4
Определение погрешности при измерении массы	5.4.5
Определение погрешности при измерении давления	5.4.6

Примечание * - При периодической поверке системы, по заявке владельца системы, допускается не проводить определение погрешности системы при измерении объема и/или плотности и/или температуры и/или давления.

2 Средства поверки и вспомогательное оборудование

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки и вспомогательное оборудование:

2.1.1 Для измерения объема и массы нефтепродукта применяются средства поверки по пунктам 2.1.1.1 или 2.1.1.2 - 2.1.1.3.

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

2.1.1.2 Мерник эталонный, номинальная вместимость 1000 дм³ и/или 500 дм³ и/или 200 дм³ и/или 100 дм³, относительная погрешность не более 0,05 %.

2.1.1.3 Промежуточная емкость для нефтепродукта, вместимость не менее 2500 дм³.

2.1.2 Для измерения плотности нефтепродукта применяются средства поверки по пунктам 2.1.2.1 или 2.1.2.2.

2.1.2.1 Плотномер переносной ПЛОТ-3Б, абсолютная погрешность при измерении плотности не более 0,5 кг/м³, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,2 °С.

2.1.2.2 Ареометры стеклянные по ГОСТ 18481-81, цена деления 0,5 кг/м³, абсолютная погрешность не более 0,5 кг/м³, не менее 3 шт.

2.1.3 Для измерения температуры нефтепродукта применяются средства поверки по пунктам 2.1.3.1 и/или 2.1.3.2.

2.1.3.1 Средство поверки по пункту 2.1.2.1.

2.1.3.2 Термометр стеклянный ТЛ-4, диапазон измерений от 0 до +55 °С, цена деления 0,1 °С, абсолютная погрешность не более 0,2 °С.

2.1.4 Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм³ (при необходимости)

2.1.5 Цилиндр, номинальный объем 1 дм³ (при применении средств поверки по пункту 2.1.2.2).

2.1.6 Цилиндр 3-500-2 или цилиндр 3-1000-2 по ГОСТ 1770-74 (далее – мерный цилиндр).

2.2 Допускается применение мерника по пункту 2.1.1.1 с относительной погрешностью не более 0,1 %, если в его свидетельстве о поверке указан действительный объем мерника.

2.3 Допускается применение при проведении испытаний других средств измерений, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

2.4 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 и аттестованных в качестве поверителя.

3.2 Поверители проводят поверку в спецодежде: мужчины – в халатах по ГОСТ 12.4.132 или комбинезоне по ГОСТ 12.4.100, женщины в халатах по ГОСТ 12.4.131 или комбинезонах по ГОСТ 12.4.099.

3.3 Перед началом поверки проверяют исправность: системы, лестницы, подножек и площадки обслуживания мерника, 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 - Условия проведения поверки

Измеряемая среда	светлые нефтепродукты
Температура нефтепродукта, °С, при применении: - стеклянного термометра - переносного плотномера	от 0 до +40 от -20 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Температура окружающего воздуха, °С, при применении: - ареометров - переносного плотномера	от +5 до +30 от -20 до +50
Относительная влажность воздуха, %	от 10 до 90
Напряжение переменного тока, В	от 187 до 242
Свободный газ в нефтепродукте	отсутствует
Осадки	без осадков

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 с относительной погрешностью от 0,05 до 0,1 %, мерник должен иметь протокол его последней поверки или запись в свидетельстве о поверке о его действительной вместимости при 20 °С.

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;
- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке на составные части системы (расходомер-счетчик массовый, преобразователь температуры, датчик температуры, датчик давления, контроллер).

Примечание - Проверку наличия действующих свидетельств о поверке/знаков поверки на составные части системы проводят при первичной поверке системы для всех средств измерений в составе системы. При периодической поверке системы, проверку наличия действующих свидетельств о поверке/знаков поверки, проводят у контроллера и датчика давления, а также у средств измерений в составе канала температуры (при определении погрешности системы при измерении температуры расчетным методом).

5.1.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные условия. В случае отрицательных результатов при внешнем осмотре, система поверке не подлежит до устранения недостатков.

5.2 Проверка идентификационных данных ПО

Проверяют версии программного обеспечения системы.

С показывающего устройства пульта управления специальным контроллером считывают номер версий программного обеспечения системы.

Результаты проверки программного обеспечения считают положительными, если номер версии программного обеспечения соответствует номеру версии программного обеспечения, указанному в описании типа системы.

5.3 Опробование

5.3.1 Опробование при применении мерника.

5.3.1.1 Устанавливают мерник в пределах рабочей зоны действия системы. Убеждаются в отсутствии посторонних предметов и льда в мернике.

5.3.1.2 Проверяют вертикальность установки мерника и при необходимости регулируют его положение по уровню или отвесу на мернике, используя для этого винтовые опоры мерника.

5.3.1.3 Заземляют мерник. При наличии у мерника насосного агрегата его подключают к электропитанию и заземляют.

5.3.1.4 Подключают раздаточный рукав (рукава) системы к мернику в соответствии с эксплуатационной документацией на систему и мерник.

5.3.1.5 Задают в системе дозу нефтепродукта для отпуска равную номинальной вместимости мерника (2000 дм³).

5.3.1.6 Включают систему и проводят налив нефтепродукта в мерник.

5.3.1.7 В процессе налива проверяют работоспособность системы в соответствии с установленным режимом, герметичность ее узлов, отсутствие протечек.

5.3.1.8 По завершению налива дают выдержку на отстаивание нефтепродукта не менее 5 мин и проверяют герметичность.

5.3.1.9 Откачивают нефтепродукт из мерника.

5.3.1.10 После опорожнения мерника для полного удаления нефтепродукта дают выдержку на слив капель в течение двух минут. Затем убеждаются путём визуального осмотра внутренней полости мерника в отсутствии на его дне нефтепродукта.

5.3.1.11 При обнаружении нефтепродукта в мернике проводят контроль правильности установки мерника по пункту 5.3.1.2 настоящего раздела и проводят операции по пунктам 5.3.1.4 - 5.3.1.10 повторно.

5.3.2 Опробование при применении промежуточной емкости.

5.3.2.1 Устанавливают промежуточную емкость в пределах рабочей зоны действия системы. Убеждаются в отсутствии посторонних предметов и льда в промежуточной емкости.

5.3.2.2 Проводят подключение системы к промежуточной емкости с помощью раздаточного рукава (рукавов) и подключение промежуточной емкости к мернику с помощью соединительного шланга. Положение мерника и промежуточной емкости относительно друг друга должно обеспечивать полный слив нефтепродукта из промежуточной емкости и соединительного шланга между промежуточной емкостью и мерником в мерник. При этом перемещать мерник в процессе поверки не допускается. Проверяют правильность установки мерника.

5.3.2.3 Задают дозу нефтепродукта с помощью программного обеспечения системы. Значение дозы принимают равной 2000 дм^3 .

5.3.2.4 Запускают систему для отпуса нефтепродукта.

5.3.2.5 В процессе наполнения промежуточной емкости нефтепродуктом контролируют отсутствие протечек в системе, между системой и промежуточной емкостью, в промежуточной емкости. В случае обнаружения протечек, поверку останавливают, промежуточную емкость сливают, устраняют причину протечки и повторяют операции по пунктам 5.3.2.3 – 5.3.2.5.

5.3.2.6 Наполняют мерник из промежуточной емкости.

5.3.2.7 В процессе наполнения мерника нефтепродуктом и после его наполнения в течение 5 минут контролируют отсутствие протечек из промежуточной емкости, соединительных шлангов, мерника. В случае обнаружения протечек, поверку останавливают, мерник сливают, устраняют причину протечки и повторяют операции по пунктам 5.3.2.6 – 5.3.2.7.

5.3.2.8 Сливают нефтепродукт из мерника, промежуточной емкости и соединительного шланга между промежуточной емкостью и мерником. После слива нефтепродукта дают стечь нефтепродукту из мерника в течение 1 минуты и закрывают краны мерника и сливной кран промежуточной емкости.

5.4 Определение погрешности

5.4.1 Основные положения

5.4.1.1 Определение погрешности системы проводят не менее двух раз.

5.4.1.2 При каждом определении погрешности системы проводят определение погрешности системы при измерении массы, объема, плотности нефтепродукта. Определение погрешности системы при измерении температуры проводят одним из методов в соответствии с пунктом 5.4.3.

5.4.1.3 Результаты поверки системы при каждом определении погрешности системы считают положительными, если полученные погрешности при измерении массы, объема и плотности нефтепродукта не превышают установленных пределов.

5.4.2 Определение погрешности при измерении объема

5.4.2.1 Определение погрешности системы при измерении объема проводят по пункту 5.4.2.2 при применении мерников 2000 дм^3 и по пункту 5.4.2.3 при применении промежуточной емкости и мерников номинальной вместимости 1000 дм^3 и менее.

5.4.2.2 Определение погрешности системы при измерении объема при применении мерников 2000 дм^3 .

5.4.2.2.1 Перед определением погрешности при измерении объема проводят смачивание мерника. Для этого проводят операции по пунктам 5.3.1.5 - 5.3.1.10. Интервал времени между окончанием смачивания мерника и определением погрешности должен быть не более 30 минут.

5.4.2.2.2 Задают дозу нефтепродукта с помощью программного обеспечения системы. Значение дозы нефтепродукта принимают равной 2000 дм³.

5.4.2.2.3 Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

5.4.2.2.4 В процессе наполнения мерника контролируют отсутствие протечек через сливную трубу мерника. В случае обнаружения протечек через сливную трубу мерника, поверку останавливают, мерник сливают, контролируют отсутствие нефтепродукта в мернике и повторяют операции по пунктам 5.4.2.2.2 – 5.4.2.2.4.

5.4.2.2.5 Выдача дозы нефтепродукта прекращается автоматически. Выдача дозы считается законченной после того, как прекратится изменение уровня нефтепродукта в мернике и на показывающем устройстве системы. Считывают измеренные системой объем (V_C) нефтепродукта.

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

5.4.2.2.7 Определяют температуру стенки мерника (T_M) по показанию термометра, установленного на корпусе мерника. При его отсутствии температуру стенки принимают равной температуре нефтепродукта в мернике. В этом случае проводят измерения температуры нефтепродукта в мернике по пункту 5.4.3.3 переносным плотномером или стеклянным термометром.

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

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

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/°C;

T_M – температура стенки мерника, °C.

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

5.4.2.2.9 Рассчитывают относительную погрешность системы при измерении объема нефтепродукта по формуле

$$\delta V = \frac{V_C - V_0}{V_0} \cdot 100\%. \quad (2)$$

5.4.2.3 Определение погрешности системы при измерении объема при применении промежуточной емкости и мерников номинальной вместимости 1000 дм³ и менее.

5.4.2.3.1 Перед определением погрешности при измерении объема проводят смачивание промежуточной емкости и мерника. Для этого проводят операции по пунктам 5.3.2.3 - 5.3.2.8. Интервал времени между окончанием смачивания промежуточной емкости и мерника и определением погрешности должен быть не более 30 минут.

5.4.2.3.2 Задают дозу нефтепродукта с помощью программного обеспечения системы. Значение дозы принимают равной 2000 дм³.

5.4.2.3.3 Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

5.4.2.3.4 В процессе наполнения промежуточной емкости контролируют отсутствие протечек из промежуточной емкости и через сливную трубу промежуточной емкости. В случае об-

наружения протечек через сливную трубу, поверку останавливают, промежуточную емкость сливают, контролируют отсутствие нефтепродукта в промежуточной емкости и мернике и повторяют операции по пунктам 5.4.2.3.2 – 5.4.2.3.4.

5.4.2.3.5 Определяют температуру нефтепродукта в промежуточной емкости с помощью переносного плотномера или термометра по пункту 5.4.3. В случае отбора пробы нефтепродукта из промежуточной емкости для измерений температуры нефтепродукта измеряют объем нефтепродукта в пробе и его температуру. Измерения температуры проводят термометром непосредственно в мерном цилиндре одновременно с измерением объема пробы нефтепродукта.

5.4.2.3.6 Определяют плотность нефтепродукта в промежуточной емкости по пункту 5.4.4. В случае отбора пробы нефтепродукта из промежуточной емкости для измерений плотности нефтепродукта измеряют объем нефтепродукта в пробе и его температуру. Измерения температуры проводят термометром непосредственно в мерном цилиндре одновременно с измерением объема пробы нефтепродукта. По измеренным плотности нефтепродукта и температуры нефтепродукта при ее измерении рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076 плотность нефтепродукта при стандартных условиях ρ_{15} .

5.4.2.3.7 Измеряют объем нефтепродукта в промежуточной емкости.

5.4.2.3.7.1 Объем нефтепродукта в промежуточной емкости определяют путем многократного слива нефтепродукта из промежуточной емкости в мерник. При каждом i -ом измерении (сливе) наполняют мерник до отметки на шкале и измеряют температуру нефтепродукта в мернике. Значение объема нефтепродукта в мернике (V_{Mi}) определяют по шкале (отметке) мерника. Измерение температуры нефтепродукта в мернике проводят сразу после измерения объема. Термометр погружают в нефтепродукт в мернике на глубину, указанную в эксплуатационной документации на термометр, и выдерживают в нефтепродукте до принятия значения температуры на шкале термометра постоянного значения. Значения (V_{Mi}) и (T_{Mi}) регистрируют.

5.4.2.3.7.2 В случае постоянства значения температуры нефтепродукта в мернике при нескольких сливах нефтепродукта подряд допускается проводить измерение температуры нефтепродукта один раз на несколько сливов нефтепродукта в мерник, но не реже чем при каждом пятом сливе, включая первый и последний сливы нефтепродукта из промежуточной емкости в мерник. Значение температуры (T_{Mi}) в этом случае принимается равным последнему результату измерения температуры.

5.4.2.3.7.3 Остатки нефтепродукта, слитые в мерник, и не соответствующие его вместимости измеряют с помощью мерных цилиндров. При каждом j -ом измерении измеряют объем нефтепродукта в мерном цилиндре (V_{Ki}) и температуру нефтепродукта в мерном цилиндре (T_{Ki}). Значение объема нефтепродукта в мерном цилиндре определяют по его шкале. Измерение температуры нефтепродукта в мерном цилиндре проводят в мерном цилиндре сразу после измерения объема. Термометр погружают в нефтепродукт в мерном цилиндре на глубину, указанную в эксплуатационной документации на термометр, и выдерживают в нефтепродукте до принятия значения температуры на шкале термометра постоянного значения. Значения (V_{Ki}) и (T_{Ki}) регистрируют.

Примечание – Допускается вместо слива нефтепродукта из мерника в мерный цилиндр, доливать нефтепродукт из мерного цилиндра в мерник до номинальной вместимости мерника. В этом случае значения объемов нефтепродукта (V_{Ki}), измеренных мерным цилиндром, регистрируется и используется в дальнейших расчетах со знаком «минус».

5.4.2.3.8 Определение объема нефтепродукта в промежуточной емкости при температуре 15 °С.

5.4.2.3.8.1 Объем нефтепродукта в промежуточной емкости при температуре 15 °С (V_{15}) рассчитывают по формуле

$$V_{15} = V_{T15} + V_{\rho 15} + V_{M15} + V_{K15}, \quad (3)$$

где

V_{T15} – объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений температуры, приведенный к 15 °С, дм^3 ;

$V_{\rho 15}$ – объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений плотности, приведенный к 15 °С, дм^3 ;

V_{M15} – объем нефтепродукта, измеренный мерником, приведенный к 15 °С, дм^3 ;

V_{K15} – объем нефтепродукта, измеренный мерным цилиндром, приведенный к 15 °С, дм^3 .

Примечание – В случае отбора пробы одной пробы нефтепродукта для измерений, и температуры нефтепродукта в промежуточной емкости, и плотности нефтепродукта значение (V_{T15}) принимает равным нулю.

5.4.2.3.8.2 Объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений температуры, приведенный к 15 °С (V_{T15}) рассчитывают по формуле

$$V_{T15} = V_{T0} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{T0} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{T0} - 15)]\}, \quad (4)$$

где

V_{T0} – объем нефтепродукта, отобранной пробы для измерений температуры, дм^3 ;

T_{T0} – температура нефтепродукта при измерении объема нефтепродукта, отобранной пробы для измерений температуры, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076 по (ρ_{15}).

5.4.2.3.8.3 Объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений плотности, приведенный к 15 °С ($V_{\rho 15}$) рассчитывают по формуле

$$V_{\rho 15} = V_{\rho 0} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{\rho 0} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{\rho 0} - 15)]\}, \quad (5)$$

где

$V_{\rho 0}$ – объем нефтепродукта, отобранной пробы, дм^3 ;

$T_{\rho 0}$ – температура нефтепродукта при измерении объема нефтепродукта, отобранной пробы, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076 по (ρ_{15}).

5.4.2.3.8.4 Объем нефтепродукта, измеренный мерником, приведенный к 15 °С (V_{M15}) рассчитывают по формуле

$$V_{M15} = \sum_{i=1}^{NM} [V_{Mi} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_{CT} \cdot (T_{Mi} - 20)] \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{Mi} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{Mi} - 15)]\}], \quad (6)$$

где

V_{Mi} – объем нефтепродукта, измеренный мерником при i – ом измерении, дм^3 ;

T_{Mi} – температура нефтепродукта в мернике при i – ом измерении, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076 по (ρ_{15});

α_{CT} – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки мерника, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6}$, $1/^\circ\text{C}$;

NM – количество измерений объема нефтепродукта мерником.

5.4.2.3.8.5 Объем нефтепродукта, измеренный мерным цилиндром, приведенный к 15 °С (V_{K15}) рассчитывают по формуле

$$V_{K15} = \sum_{j=1}^{NK} [V_{Kj} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{Kj} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{Kj} - 15)]\}], \quad (7)$$

где

V_{Kj} – объем нефтепродукта, измеренный мерным цилиндром при j – ом измерении, дм^3 ;

T_{Kj} – температура нефтепродукта в мерном цилиндре при j – ом измерении, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076 по (ρ_{15});

NK – количество измерений объема нефтепродукта мерным цилиндром.

5.4.2.3.9 Рассчитывают объем нефтепродукта в промежуточной емкости при температуре температуры нефтепродукта в промежуточной емкости (V_0) по формуле

$$V_0 = \frac{V_{15}}{\exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{V0} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{V0} - 15)]\}}, \quad (8)$$

где

V_{15} – объем нефтепродукта в промежуточной емкости при температуре 15 °С, дм^3 ;

T_{V0} – температура нефтепродукта в промежуточной емкости, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076 по (ρ_{15}).

5.4.2.3.9 Рассчитывают относительную погрешность системы при измерении объема нефтепродукта по формуле (2).

5.4.2.4 Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие $|\delta V| \leq 0,25 \%$.

5.4.3 Определение погрешности при измерении температуры

5.4.3.1 Определение погрешности системы при измерении температуры при применении переносного плотномера проводят по пункту 5.4.3.3.1 или при применении стеклянного термометра по пункту 5.4.3.3.2 или расчетным методом по пункту 5.4.3.4.

5.4.3.2 При погрешности системы при измерении температуры 0,5 °С определение погрешности системы при измерении температуры по пункту 5.4.3.3 проводят с применением двух разных эталонных средств измерений температуры. За результат измерений температуры принимают их среднее значение.

5.4.3.3 Определение погрешности системы при измерении температуры при определении погрешности при измерении массы нефтепродукта.

5.4.3.3.1 Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 5.4.2.2 или промежуточную емкость по пункту 5.4.2.3 и считывают измеренную системой температуру нефтепродукта (T_C). Интервал времени между окончанием налива нефтепродукта и измерением температуры не более 5 минут.

5.4.3.3.2 Измерение температуры нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (T_{V0}) с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в мерник на глубину 0,33 от высоты мерника или на глубину 0,33 от высоты нефтепродукта в промежуточной емкости и выдерживают 2-3 минуты. Считывание с дисплея переносного плотномера значения температуры проводят после принятия значением температуры нефтепродукта постоянного значения.

5.4.3.3.3 Измерение температуры нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (T_{v0}) с помощью стеклянного термометра проводят в следующей последовательности.

5.4.3.3.3.1. Опускают переносной пробоотборник в мерник (промежуточную емкость) на глубину 0,33 от высоты мерника или на глубину 0,33 от высоты нефтепродукта в промежуточной емкости и выдерживают его в погруженном состоянии в течение 3 минут.

5.4.3.3.3.2. Температуру нефтепродукта измеряют непосредственно в пробоотборнике сразу после отбора пробы. Термометр погружают в нефтепродукт и выдерживают до принятия значения температуры на шкале термометра постоянного положения. Показания термометра снимают, удерживая термометр в нефтепродукте.

5.4.3.3.4 Рассчитывают погрешность системы при измерении температуре по формуле

$$\Delta T = T_C - T_{v0}. \quad (9)$$

5.4.3.3.5 Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении $|\Delta T|$ не более значения погрешности, указанного в паспорте системы.

5.4.3.4 Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом.

5.4.3.4.1 Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом проводят путем проверки действующих свидетельств о поверке на средства измерений, составляющие канал температуры системы (контроллер, преобразователь температуры, датчик температуры), в зависимости от исполнения системы.

5.4.3.4.2 Результаты поверки считают положительными, если средства измерений, составляющие канал температуры системы имеют действующие свидетельства о поверке.

5.4.4 Определение погрешности при измерении плотности

5.4.4.1 Определение погрешности системы при измерении плотности при применении переносного плотномера проводят по пункту 5.4.4.4, при применении ареометров по пункту 5.4.4.5.

5.4.4.2 Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 5.4.2.2 или промежуточную емкость по пункту 5.4.2.3 и считывают измеренную системой плотность нефтепродукта (ρ_c).

5.4.4.3 Измеряют температуру нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) по пункту 5.4.3.3.

5.4.4.4 Измерение плотности нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (ρ_{v0}) с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в мерник на глубину 0,33 от высоты мерника или на глубину 0,33 от высоты нефтепродукта в промежуточной емкости и выдерживают 2-3 минуты. Считывание с дисплея переносного плотномера значения плотности нефтепродукта проводят после принятия значением плотности нефтепродукта постоянного значения.

5.4.4.5 Измерение плотности нефтепродукта с помощью ареометров проводят в следующей последовательности.

5.4.4.5.1 Опускают переносной пробоотборник в мерник (промежуточную емкость) на глубину 0,33 от высоты мерника или на глубину 0,33 от высоты нефтепродукта в промежуточной емкости и проводят отбор пробы нефтепродукта.

5.4.4.5.2 Пробу нефтепродукта, отобранную из мерника (промежуточной емкости) переносным пробоотборником, переливают в стеклянный цилиндр.

5.4.4.5.3 Измеряют плотность нефтепродукта и его температуру в стеклянном цилиндре. Измерение плотности проводят ареометром по методике, изложенной в ГОСТ Р 51069. Измерения проводят три лица, обученные для проведения измерений ареометром тремя разными ареометрами. При измерении регистрируют плотность нефтепродукта (ρ_{0j}) и соответствующую ей температуру нефтепродукта ($T_{\rho 0j}$).

5.4.4.5.4 Рассчитывают плотность нефтепродукта при температуре 15 °С (ρ_{15}) по формуле

$$\rho_{15} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^N \rho_{15j}, \quad (10)$$

где

N – количество измерений плотности нефтепродукта ареометром;

ρ_{15j} – плотность нефтепродукта, приведенная к температуре 15 °С, кг/м³.

Значение ρ_{15j} определяют по плотности нефтепродукта (ρ_{0j}) и соответствующую ей температуру нефтепродукта ($T_{\rho 0j}$) по рекомендации Р 50.2.076.

Примечание – Допускается для расчета ρ_{15j} применять программное обеспечение, сертифицированное в установленном порядке.

5.4.4.5.5 Рассчитывают плотность нефтепродукта при температуре в мернике (промежуточной емкости) (ρ_{V0}). Значение плотности нефтепродукта при температуре в мернике (промежуточной емкости) (ρ_{V0}) рассчитывают по значению плотности нефтепродукта при температуре 15 °С (ρ_{15}) и значению температуры нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (T_{V0}) по рекомендации Р 50.2.076.

5.4.4.6 Рассчитывают погрешность системы при измерении плотности нефтепродукта по формуле

$$\Delta\rho = \rho_C - \rho_{V0}. \quad (11)$$

5.4.4.7 Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении $|\Delta\rho|$ не более значения, указанного в паспорте системы.

5.4.5 Определение погрешности при измерении массы

5.4.5.1 Определение погрешности системы при измерении массы нефтепродукта проводят при каждом определении погрешности при измерении объема.

5.4.5.2 Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 5.4.2.2 или промежуточную емкость по пункту 5.4.2.3 и считывают измеренные системой массу нефтепродукта (M_C).

5.4.5.3 Измеряют температуру нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (T_{V0}) по пункту 5.4.3.3.

5.4.5.4 Измеряют объем нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (V_0) по пункту 5.4.2.2 или по пункту 5.4.2.3.

5.4.5.5 Измеряют плотность нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (ρ_{V0}) по пункту 5.4.4.4 или по пункту 5.4.4.5.

5.4.5.6 Рассчитывают массу нефтепродукта в мернике (промежуточной емкости) (M_0) по формуле

$$M_0 = V_0 \cdot \rho_{V0}. \quad (12)$$

5.4.5.7 Рассчитывают относительную погрешность системы при измерении массы нефтепродукта при каждом измерении по формуле

$$\delta M = \frac{M_C - M_0}{M_0} \cdot 100\%. \quad (13)$$

5.4.5.8 Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие $|\delta M| \leq 0,25\%$.

5.4.4 Определение погрешности системы при измерении давления.

5.4.4.1 Определение приведенной к диапазону измерений погрешности при измерении давления проводят расчетным методом по формуле

$$\gamma^P = \sqrt{\gamma^{P_1^2} + \gamma^{P_k^2}}, \quad (14)$$

где

γ^{P_1} - пределы приведенной к диапазону измерений погрешности датчика давления, %;

γ^{P_k} - пределы приведенной к диапазону измерений погрешности контроллера при преобразовании токового входного сигнала в значение давления, %.

Значения γ^{P_1} и γ^{P_k} определяют с учетом основных и дополнительных погрешностей.

5.4.4.2 Результаты поверки считают положительными, если значение γ^P , рассчитанное по формуле (14), не более 1 %, а средства измерений, составляющие канал давления системы (контроллер и датчик давления) имеют действующие свидетельства о поверке.

6 Оформление результатов поверки.

6.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельства о поверке на систему в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815. В случае определения погрешности системы, в соответствии с заявкой владельца системы, не в полном объеме, на обратной стороне свидетельства о поверке указывают пределы погрешности системы, для которых проводилось определение погрешности при поверке.

6.2 Паролем поверителя и владельца системы шифруется доступ к настройкам контроллера системы.

6.3 Переключатель расходомера-счетчика массового устанавливается в положение защита от записи. Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют расходомер-счетчик массовый согласно МИ 3002 и/или описания типа на систему.

6.4 Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют платы контроллера, преобразователь температуры, датчики температуры и давления.

6.5 Результаты поверки заносят в протокол произвольной формы.

6.6 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.

Начальник отдела 208 ФГУП «ВНИИМС»



Б.А. Иполитов

Начальник сектора отдела 208
ФГУП «ВНИИМС»



А.А. Дудыкин