

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по производственной метрологии
ФГУП «ВНИИМС»

А.Е. Коломин

25 10 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерительные АМКУА-К

Методика поверки

МП 208-035-2021

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерительные АМКУА-К (далее – системы), изготавливаемые ЗАО «НПО Авиатехнология», г. Москва, и устанавливает требования к методам и средствам их первичной и периодической поверок.

Поверка систем в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы объема методом непосредственного сличения от эталонов 1 разряда в соответствии с документом «Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», утвержденного приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 и обеспечивает передачу единицы температуры жидкости методом прямых измерений от рабочих эталонов 3 разряда в соответствии с документом ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры», что обеспечивает прослеживаемость к ГПЭ-I и ГПЭ-II.

Средства измерения, используемые при поверке должны обеспечивать прослеживаемость к государственным эталонам, или к национальным эталонам иностранных государств, или первичным референтным методикам измерений иностранных государств.

Поверка может проводиться в лабораторных условиях и/или на месте эксплуатации.
Интервал между поверками - один год.

1. ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Таблица 1 – Операции поверки.

Наименование операции	Номер пункта	При первичной поверке	При периодической поверке
Внешний осмотр	6	Да	Да
Проверка идентификационных данных ПО	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование	8	Да	Да
Определение погрешности		Да	Да
Определение погрешности при измерении объема	9.1	Да	Да
Определение погрешности при измерении температуры	9.2	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да

2. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

2.1. Условия проведения поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2. – Условия проведения поверки

Изменяемая среда	светлые нефтепродукты
Температура нефтепродукта, °С, при применении: - стеклянного термометра - переносного плотномера - погружного термометра - лабораторного плотномера	от 0 до +40 от -20 до +40 от -20 до +40 в соответствии с РЭ плотномера
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Окончание таблицы 2.

Температура окружающего воздуха, °С, при применении: - ареометра - переносного плотномера - погружного термометра - лабораторного плотномера	от +5 до +30 от -20 до +40 от -20 до +40 в соответствии с РЭ плотномера
Относительная влажность воздуха, %	от 10 до 98
Свободный газ в нефтепродукте	отсутствует
Осадки	без осадков

2.2. Разность температур нефтепродукта и окружающего воздуха при определении погрешности при измерении температуры по пункту 9.2.3.4. не более 10 °С.

2.3. При проведении поверки условия применения средств поверки должны соответствовать их эксплуатационной документации.

3. ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

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.

4. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

4.1. При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Средства поверки

Номер пункта методик и поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
1	2	3
9.2.	Мерник эталонный с нижним наливом, номинальная вместимость 2000 дм ³ , относительная погрешность измерения объема от 0,05 % до 0,1 %	Мерники металлические эталонные 2-го разряда с нижним донным наливом М2р (регистрационный номер 75133-19 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
9.2.	Плотномер переносной или лабораторный, абсолютная погрешность при измерении плотности не более 0,5 кг/м ³	Плотномер ПЛОТ-3Б (регистрационный номер 20270-12 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)

Окончание таблицы 3.

1	2	3
9.2., 9.3.3.	Термометр погружной, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,15 °С.	Термометр цифровой малогабаритный ТЦМ 9410 (регистрационный номер 68355-17 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до 40 °С, пределы абсолютной погрешности измерений температуры не более 0,5 °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %.	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ кПа.	
9.2., 9.3.3.	Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм ³ (при необходимости)	

4.2. При применении эталонного мерника с относительной погрешностью измерений объема более 0,05 % мерник должен иметь протокол его последней поверки или запись в свидетельстве о поверке о его действительной вместимости при 20 °С.

4.3. Допускается вместо термометра погружного, при определении погрешности при измерении температуры нефтепродукта, использовать два средства измерений температуры с абсолютной погрешностью от 0,17 до 0,2 °С, в том числе, и плотномеры с каналом измерения температуры.

4.4. Допускается вместо лабораторного плотномера использовать ареометр стеклянный по ГОСТ 18481-81 с ценой деления и абсолютной погрешностью не более 0,5 кг/м³ и цилиндр с номинальным объемом 1 дм³.

4.5. Допускается использовать другие эталоны и средства поверки с метрологическими и техническими характеристиками обеспечивающих измерение параметров с требуемой точностью.

4.6. Эталоны и средства поверки должны быть поверены, данные о положительных результатах поверки должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, испытательное оборудование должно быть аттестовано, остальное оборудование – проверено.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности.

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

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

5.3. Содержание паров нефтепродукта в воздухе рабочей зоны не превышает предельно допустимую концентрацию их по ГОСТ 12.1.005-88.

6. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

6.1. 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;
- на составные части системы (преобразователь температуры, датчик температуры, контроллер) имеются действующие свидетельства о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);
- средства измерений в составе системы и составные части системы опломбированы в соответствии с их эксплуатационной документацией и эксплуатационной документацией системы.

Примечание – Проверку действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) проводят при первичной поверке системы для всех средств измерений в составе системы, применяемых для измерения температуры нефтепродукта (преобразователь температуры, датчик температуры, контроллер). При периодической поверке системы, проверку действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений), проводят у преобразователя температуры, датчика температуры, контроллера только при определении погрешности при измерении температуры нефтепродукта по пункту 9.2.4.

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

7. ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1. Проверяют версии программного обеспечения системы.

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

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

8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

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

8.3. Заземляют мерник. При наличии у мерника насосного агрегата его подключают к электропитанию и заземляют в соответствии с эксплуатационной документацией на мерник.

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

8.5. Задают в системе дозу нефтепродукта для отпуска равную номинальной вместимости мерника (2000 дм³). Вводят с помощью пульта управления специальным контролером ПУСК-01 в систему значения плотности нефтепродукта и температуру нефтепродукта при измерении плотности из контрольного талона нефтепродукта в топливозаправщике или их значения, измеренные в топливозаправщике или в отобранной пробе.

8.6. Включают систему и проводят налив нефтепродукта в мерник.

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

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

8.9. Считывают с ПУСК-01 объем, массу и средние значения температуры и плотности нефтепродукта за время налива.

8.10. Откачивают нефтепродукт из мерника.

8.11. После опорожнения мерника для полного удаления нефтепродукта дают выдержку на слив капель в течение двух минут.

8.12. Проверяют путём визуального осмотра внутренней полости мерника в отсутствие нефтепродукта в мернике.

8.13. При обнаружении нефтепродукта в мернике проводят контроль правильности установки мерника по пункту 8.2. настоящего раздела и проводят операции по пунктам 8.4. - 8.13. повторно.

8.14. Результаты опробования считают положительными, если после налива нефтепродукта в мерник система отображает результаты измерений и вычислений объема, массы, температуры, плотности нефтепродукта и выполняются требования пункта 8.12.

9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1. Определение погрешности при измерении объема.

9.1.1. Определение погрешности при измерении объема проводят при минимальном и максимальном расходах нефтепродукта для исполнений АМКУА-К-01-0У-0Z и при минимальном, среднем и максимальном расходах нефтепродукта для остальных исполнений. Значения минимальных и максимальных расходов приведены в таблице 4. Значение среднего расхода рассчитывается как среднеарифметическое значение минимального и максимального расхода.

Таблица 4. Минимальные и максимальные расходы нефтепродукта

Исполнение системы	Объемный расход нефтепродукта при наливе, м ³ /ч (л/мин)	
	Q _{мин}	Q _{макс}
АМКУА-К-01-0У-0Z	21,6	24
АМКУА-К-02-0У-0Z	24	45
АМКУА-К-03-0У-0Z	24	75
АМКУА-К-04-0У-0Z	24	90
АМКУА-К-05-0У-0Z	24	150

Примечание – Для исполнений системы с двумя рукавами налива АМКУА-К-04-0У-0Z и АМКУА-К-05-0У-0Z допускается, при невозможности подключения двух рукавов налива к мернику, проводить поверку с использованием одного рукава налива, при этом расход Q_{макс} соответствует максимально возможному расходу.

9.1.2. Расход нефтепродукта при наливе нефтепродукта в мерник регулируют подвижной. Допустимые отклонения расхода при наливе составляют:

- на минимальном расходе от $Q_{\text{МИН}}$ до $1,05 \cdot Q_{\text{МИН}}$;
- на среднем расходе от $0,95 \cdot Q_{\text{СРЕД}}$ до $1,05 \cdot Q_{\text{СРЕД}}$;
- на максимальном расходе от $0,95 \cdot Q_{\text{МАКС}}$ до $Q_{\text{МАКС}}$.

9.1.3. Перед определением погрешности при измерении объема проводят смачивание мерника. Для этого проводят операции по пунктам 8.5. - 8.11. Интервал времени между окончанием смачивания мерника и определением погрешности должен быть не более 30 минут.

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

9.1.5. Запускают систему для отпуска нефтепродукта и устанавливают необходимый расход нефтепродукта.

9.1.6. 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 9.1.4. - 9.1.6.

9.1.7. По завершению налива считывают измеренный объем нефтепродукта (V_C) и температуру нефтепродукта (T_C) с показывающего устройства системы.

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

9.1.9. 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 9.2.3. погружным термометром (переносным плотномером) или стеклянным термометром.

9.1.10. Определяют плотность нефтепродукта в мернике при стандартных условиях (температура $15 \text{ }^\circ\text{C}$ и избыточное давление 0 МПа).

9.1.10.1. Для определения плотности нефтепродукта в мернике при стандартных условиях проводят измерение плотности нефтепродукта (ρ_0) и температуры при измерении плотности нефтепродукта ($T_{\rho 0}$). Измерение плотности нефтепродукта и температуры при измерении плотности нефтепродукта при применении переносного плотномера проводят по пункту 9.1.10.2, при применении лабораторного плотномера (ареометра) по пункту 9.1.10.3.

9.1.10.2. Измерение плотности нефтепродукта в мернике и температуры при измерении плотности нефтепродукта с помощью переносного плотномера проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Переносной плотномер опускают в мерник на глубину от $1/3$ до $1/2$ от высоты мерника и выдерживают 2-3 минуты. Считывание с дисплея переносного плотномера значения плотности нефтепродукта и температуры при измерении плотности нефтепродукта проводят после принятия измеряемыми параметрами постоянного значения.

9.1.10.3. Измерение плотности нефтепродукта с помощью лабораторного плотномера (ареометра) проводят в следующей последовательности.

9.1.10.3.1. Опускают переносной пробоотборник в мерник на глубину от $1/3$ до $1/2$ высоты наполнения мерника и проводят отбор пробы нефтепродукта.

9.1.10.3.2. При применении для измерения плотности нефтепродукта лабораторного плотномера проводят измерений плотности нефтепродукта и температуры при измерении его плотности в соответствии с методикой измерений на лабораторный плотномер.

9.1.10.3.3. При применении для измерения плотности нефтепродукта ареометра пробу нефтепродукта, отобранную из мерника переносным пробоотборником, переливают в стеклянный цилиндр. Измеряют плотность нефтепродукта и его температуру в стеклянном цилиндре. Измерение плотности проводят ареометром по методике, изложенной в ГОСТ Р 51069.

9.1.10.3.4. При измерении регистрируют плотность нефтепродукта (ρ_0) и соответствующую ей температуру нефтепродукта ($T_{\rho 0}$).

9.1.10.4. Рассчитывают плотность нефтепродукта при стандартных условиях.

Значение плотности нефтепродукта, приведенную к стандартным условиям (ρ_{15}), рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076 по значению плотности нефтепродукта (ρ_0) и соответствующей ей температуре нефтепродукта ($T_{\rho 0}$).

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

$$V_{10} = (V_M + V_M^D - V_M^H) \cdot [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (T_M - 20)], \quad (1)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в мернике;

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

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 $V_M^D = V_M^H$.

9.1.12. Приводят объем дозы нефтепродукта в мернике, рассчитанный по формуле (1) к условиям измерения объема счетчика жидкости в составе системы по формуле

$$V_0 = V_{10} \cdot \frac{\rho_M}{\rho_C}. \quad (2)$$

где

ρ_M – плотность нефтепродукта при условиях измерения объема в мернике, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_C – плотность нефтепродукта при условиях измерения объема системой, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Значение плотности нефтепродукта при условиях измерения объема в мернике (ρ_M), рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076 по значениям плотности нефтепродукта при стандартных условиях (ρ_{15}), температуре нефтепродукта в мернике (T_M) и избыточном давлении равном 0 МПа.

Значение плотности нефтепродукта при условиях измерения объема системой (ρ_C), рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076 по значениям плотности нефтепродукта при стандартных условиях (ρ_{15}), средней температуре нефтепродукта (T_C) и избыточном давлении нефтепродукта (P_C) при измерении объема системой при наливе нефтепродукта в мерник. Значение (P_C) принимают равным 0,38 МПа.

9.1.13. Рассчитывают относительную погрешность при измерении объема нефтепродукта по формуле

$$\delta V = \frac{V_C - V_0}{V_0} \cdot 100\%. \quad (3)$$

9.1.14. Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие $|\delta V| \leq 0,15\%$.

9.2. Определение погрешности при измерении температуры

9.2.1. Определение погрешности системы при измерении температуры комплексным методом при применении погружного термометра проводят по пункту 9.2.3.1. или при применении стеклянного термометра по пункту 9.2.3.2. или расчетным методом по пункту 9.2.4.

9.2.2. Определение погрешности системы при измерении температуры по пункту 9.2.3. с учетом пункта 4.3. проводят с применением двух разных эталонных средств измерений температуры. За результат измерений температуры нефтепродукта принимают их среднеарифметическое значение.

9.2.3. Определение погрешности системы при измерении температуры комплексным методом.

9.2.3.1. Определение погрешности системы при измерении температуры комплексным методом проводят при среднем и максимальном расходах, на которых проводятся определение погрешности при измерении объема.

9.2.3.2. Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 9.1. и считывают измеренную системой температуру нефтепродукта (T_C). Интервал времени между окончанием налива нефтепродукта в мерник и измерением его температуры в мернике должен быть не более меньшего из значений: интервал времени равный 3 минутам или интервал времени, соответствующий изменению температуры нефтепродукта в мернике на $0,1$ °С.

9.2.3.3. Измерение температуры нефтепродукта в мернике (T_{V0}) с помощью погружного термометра (переносного плотномера) проводят в соответствии с его эксплуатационной документацией. Погружной термометр (переносной плотномер) опускают в мерник на глубину от $1/3$ до $1/2$ от высоты мерника. Считывание с дисплея погружного термометра (переносного плотномера) значения температуры нефтепродукта проводят после принятия значением температуры нефтепродукта постоянного значения.

9.2.3.4. Измерение температуры нефтепродукта в мернике (T_{V0}) с помощью стеклянного термометра проводят в следующей последовательности.

9.2.3.4.1. Опускают переносной пробоотборник в мерник на глубину от $1/3$ до $1/2$ от высоты мерника и выдерживают его в погруженном состоянии в течение 2 минут.

9.2.3.4.2. 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.

9.2.3.5. Рассчитывают погрешность системы при измерении температуре по формуле

$$\Delta T = T_C - T_{V0}. \quad (4)$$

где

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

T_C – температура нефтепродукта, измеренная системой, °С.

9.2.3.6 Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие $|\Delta T| \leq 0,5$ °С.

9.3.4. Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом.

9.3.4.1. Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом проводят путем проверки действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений), составляющие канал температуры системы (контроллер, преобразователь температуры, датчик температуры), в зависимости от исполнения системы.

9.3.4.2. Результаты поверки считают положительными, если средства измерений, составляющие канал температуры системы, имеют действующие свидетельства о поверке (сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

Система соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки системы считают положительными, если результаты поверки по разделам 6 – 9 положительные.

11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1. Сведения о результатах поверки системы передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона № 102-ФЗ.

11.2. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

11.3. По заявлению владельца средств измерений или лица, представившего их на поверку положительные результаты поверки, оформляют записью в Паспорте, удостоверенной подписью поверителя и нанесением знака поверки или выдают свидетельство о поверке по установленной форме в соответствии с приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

11.4. По заявлению владельца средств измерений или лица, представившего их на поверку в случае отрицательных результатов поверки, выдает извещения о непригодности к применению средства измерений.

11.5. Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют платы контроллера, счетчик жидкости, преобразователь температуры, датчик температуры. Паролем поверителя закрывают калибровочный режим для счетчика жидкости.

Начальник отдела 208
ФГУП «ВНИИМС»

Б.А. Иполитов

Начальник сектора отдела 208
ФГУП «ВНИИМС»

А.А. Дудкин