



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР ПРИКЛАДНОЙ МЕТРОЛОГИИ – РОСТЕСТ»
(ФБУ «НИЦ ПМ – РОСТЕСТ»)**

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора

ФБУ «НИЦ ПМ -РОСТЕСТ»

С.А. Денисенко

06 03 2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерительные АМКУА-К

Методика поверки

РТ-МП-108-208-2025

2025

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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.

Проверка систем измерительных АМКУА-К в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы:

- объема и массы нефтепродуктов от ГЭТ 63-2019 по приказу Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

- плотности жидкости от ГЭТ 18-2014 по приказу Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

- температуры жидкости от ГЭТ-34-2020 и ГЭТ-35-2021 по приказу Росстандарта от 19.11.2024 № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Методика поверки реализует метод непосредственного сличения с эталонами.

Проверка может проводиться в лабораторных условиях и/или на месте эксплуатации.

2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. 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	7	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	9	Да	Да
Определение погрешности средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям ¹		Да	Да
Определение погрешности при измерении объема	10.1	Да	Да
Определение погрешности при измерении температуры	10.2	Да	Да
Определение погрешности при измерении плотности	10.3	Да	Да
Определение погрешности при измерении массы	10.4	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да

Примечание ¹⁾ – При периодической поверке системы, по заявке владельца системы, допускается проводить определение погрешности системы только для указанных в заявке параметров.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1. Условия проведения поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2. – Условия проведения поверки

Измеряемая среда (нефтепродукт)	топлива для реактивных двигателей, топливо авиационное для газотурбинных двигателей
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
Температура окружающего воздуха, °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
Относительная влажность воздуха, %	от 10 до 98
Свободный газ в нефтепродукте	отсутствует
Осадки	без осадков

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

4. ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1. 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 12.0.004-2015.

5. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

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

Таблица 3 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
10.1 – 10.4	Рабочий эталон 2 разряда по приказу Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, номинальная вместимость 2000 дм ³	Мерники металлические эталонные 2-го разряда с нижним донным наливом М2р (регистрационный номер 75133-19)

Окончание таблицы 3.

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
10.1, 10.3, 10.4	Вторичный или рабочий эталон по приказу Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности) не превышающими 0,3 кг/м ³	Анализаторы плотности жидкостей DMA (регистрационный номер 39787-08)
10.1, 10.3, 10.4	Рабочий эталон единицы плотности в соответствии с локальной поверочной схемой (пример приведен в Приложении А) с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности) не превышающими 0,3 кг/м ³	Плотномер ПЛОТ-3Б (регистрационный номер 20270-12)
10.1 - 10.4	Рабочий эталон единицы температуры в соответствии с локальной поверочной схемой (пример приведен в Приложении Б) с доверительными границами погрешности (пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры) не превышающими 0,15 °C	Термометр электронный ЕхТ-01 (регистрационный номер 44307-10)
8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до плюс 40 °C, пределы абсолютной погрешности измерений температуры ±0,5 °C Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ±5 %	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11)
10.1 - 10.4	Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм ³ (при необходимости)	

5.2. Средства измерений объема и плотности должны быть аттестованы или поверены в качестве эталонов.

5.3. При определении погрешности системы при измерении температуры комплектным методом по пункту 10.2.2 средства измерений температуры должны быть аттестованы или поверены в качестве эталонов.

5.4. При определении погрешности при измерении плотности применяют или погружной, или лабораторный плотномер.

5.5. При определении погрешности при измерении объема нефтепродукта применяют мерник с нижним (донным) наливом.

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

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

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности.

6.1. 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.

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

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

6.4. Электрооборудование, предусматривающее заземление, должно быть заземлено в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81.

7. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

7.1. При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует комплектности, указанной в паспорте на систему;
- система соответствует описанию и составу, приведенному в описании типа;
- 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 (счетчик жидкости, плотномер, преобразователь температуры, датчик температуры, контроллер) имеются действующие свидетельства о поверке (сведения 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 на систему.

Примечания:

1. 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 измерений массы, объема, температуры и плотности нефтепродукта.

2. При периодической поверке системы, проверку действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) при определении погрешности при измерении объема и/или массы и/или плотности и/или температуры (по пункту 10.2.2) не проводят.

При определении погрешности при измерении температуры по пункту 10.2.3 проводят проверку действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) для следующих средств измерений в составе системы: преобразователь температуры, датчик температуры, контроллер.

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

8. ПРОВЕРКА ИДЕНТИФИКАЦИОННЫХ ДАННЫХ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. Проверяют версии программного обеспечения системы.

С показывающего устройства пульта управления специальным контроллером (ПУСК-01) считывают номер версий программного обеспечения системы.

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

9. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

9.2. 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.

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

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

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

9.6. Включают систему и проводят налив нефтепродукта в мерник при произвольном расходе в пределах рабочего диапазона расхода системы.

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

9.8. По завершению налива дают выдержку на отстаивание нефтепродукта не менее трех минут и проверяют герметичность соединений.

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

9.10. Откачивают нефтепродукт из мерника.

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

9.12. Проверяют путем визуального осмотра внутренней полости мерника в отсутствии нефтепродукта в мернике.

9.13. При обнаружении нефтепродукта в мернике проводят контроль правильности установки мерника по пункту 9.2. настоящего раздела и проводят операции по пунктам 9.4. - 9.13. повторно.

9.14. 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 9.12.

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1. Определение погрешности при измерении объема.

10.1.1. Определение погрешности при измерении объема проводят при минимальном и

ном, 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.

10.1.2. Расход нефтепродукта при наливе нефтепродукта в мерник регулируют задвижкой. Допустимые отклонения расхода при наливе составляют:

- на минимальном расходе от $Q_{\text{МИН}}$ до $1,05 \cdot Q_{\text{МИН}}$;
- на среднем расходе от $0,9 \cdot Q_{\text{СРЕД}}$ до $1,1 \cdot Q_{\text{СРЕД}}$;
- на максимальном расходе от $0,95 \cdot Q_{\text{МАКС}}$ до $Q_{\text{МАКС}}$.

Таблица 4. Минимальные и максимальные расходы нефтепродукта

Исполнение системы	Объемный расход нефтепродукта при наливе, $\text{м}^3/\text{ч}$ (л/мин)	
	$Q_{\text{МИН}}$	$Q_{\text{МАКС}}$
АМКУА-К-01-0Y-0Z	21,6 (360)	24 (400)
АМКУА-К-02-0Y-0Z	21,6 (360)	45 (750)
АМКУА-К-03-0Y-0Z	21,6 (360)	75 (1250)
АМКУА-К-04-0Y-0Z	21,6 (360)	90 (1500)
АМКУА-К-05-0Y-0Z	21,6 (360)	150 (2500)

Для исполнений системы с двумя раздаточными рукавами допускается при невозможности подключения двух раздаточных рукавов к мернику, проводить поверку с использованием одного раздаточного рукава, при этом расход $Q_{\text{МАКС}}$ соответствует максимально возможному расходу.

10.1.4. Перед определением погрешности при измерении объема проводят смачивание мерника. Для этого проводят операции по пунктам 9.5 - 9.12. Интервал времени между окончанием смачивания мерника и определением погрешности должен быть не более 30 минут.

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

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

10.1.7. 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 10.1.5 – 10.1.7.

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

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

10.1.10. Определяют температуру стенки мерника (T_M) по показанию термометра, установленного на корпусе мерника. При его отсутствии температуру стенки принимают равной температуре нефтепродукта в мернике. В этом случае проводят измерения температуры нефтепродукта в мернике по пункту 10.2.2 погружным термометром или термометром в отобранной с помощью переносного пробоотборника пробе нефтепродукта.

10.1.11. Определяют плотность нефтепродукта в мернике при стандартных условиях (температура 15°C и избыточное давление 0 МПа). Для этого измеряют плотность нефтепродукта переносным плотномером по пункту 10.3 и температуру при измерении плотности по пункту 10.2 или плотность и температуру нефтепродукта лабораторным плотномером.

Значение плотности нефтепродукта, приведенную к стандартным условиям (ρ_{15}), рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076-2010 по значению измеренным значениям плотности нефтепродукта и температуре нефтепродукта при измерении плотности.

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

$$V_{t0} = (V_M + V_M^D - V_M^H) \cdot [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (T_M - 20)], \quad (1)$$

где

V_M – объем нефтепродукта в мернике, дм³;

V_M^D – действительная вместимость мерника (по свидетельству о поверке или протоколу поверки), дм³;

V_M^H – номинальная вместимость мерника, дм³;

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 $V_M^D = V_M^H$.

10.1.13. Рассчитывают поправочный коэффициент на влияние давления нефтепродукта по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P_C}, \quad (2)$$

где

γ – коэффициент сжимаемости нефтепродукта, 1/МПа;

P_C – избыточное давление нефтепродукта, равное 0,38 МПа.

Значение коэффициента сжимаемости нефтепродукта (γ), рассчитывают по рекомендации Р 50.2.076-2010 по значениям плотности нефтепродукта при стандартных условиях (ρ_{15}) и температуре нефтепродукта в мернике (T_{t0}).

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

$$V_0 = \frac{V_{t0}}{CPL}. \quad (3)$$

10.1.15. Рассчитывают относительную погрешность при измерении объема нефтепродукта по формуле

$$\delta V = \frac{V_C - V_0}{V_0} \cdot 100 \%. \quad (4)$$

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

10.2. Определение погрешности при измерении температуры

10.2.1. Определение погрешности системы при измерении температуры комплектным методом проводят по пункту 10.2.2.3. (при измерении температуры нефтепродукта погружным термометром) или по пункту 10.2.2.4. (при измерении температуры термометром в отобранной пробе нефтепродукта) или расчетным методом по пункту 10.2.3.

10.2.2. Определение погрешности системы при измерении температуры комплектным методом.

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

10.2.2.2. Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 10.1. 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 трем минутам или интервал времени, соответствующий изменению температуры нефтепродукта в мернике на $0,1^{\circ}\text{C}$.

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

10.2.2.4. Измерение температуры нефтепродукта в мернике (T_{V0}) с применением пробоотборника и термометра проводят в следующей последовательности.

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

10.2.2.4.2. 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.

10.2.2.5. Рассчитывают погрешность системы при измерении температуре по формуле

$$\Delta T = T_C - T_{V0}. \quad (5)$$

где

T_{V0} – температура нефтепродукта в мернике, $^{\circ}\text{C}$;

T_C – температура нефтепродукта, измеренная системой, $^{\circ}\text{C}$.

10.2.2.6. Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении $|\Delta T|$ не более пределов погрешности, приведенных в паспорте системы.

10.2.3. Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом.

10.2.3.1. 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) средств измерений, с учетом примечаний к пункту 7.1.

10.2.3.2. 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).

10.3. Определение погрешности при измерении плотности

10.3.1. Определение погрешности системы при измерении плотности при применении переносного плотномера проводят по пункту 10.3.4, при применении лабораторного плотномера по пункту 10.3.5.

10.3.2. Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 10.1 и считывают измеренную системой плотность нефтепродукта (ρ_C).

10.3.3. Измеряют температуру нефтепродукта в мернике по пункту 10.2.2.

10.3.4. Измерение плотности нефтепродукта в мернике (ρ_{VT}) 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 наполнения нефтепродуктом

мерника. Считывание с дисплея переносного плотномера значения плотности нефтепродукта проводят после принятия значением плотности нефтепродукта постоянного значения.

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

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

10.3.5.2. Измеряют плотность нефтепродукта при температуре нефтепродукта в мернике (ρ_{VT}) с помощью лабораторного плотномера.

Примечание – Допускается проводить измерения плотности нефтепродукта при температуре отличной от температуры нефтепродукта в мернике (T_{V0}). В этом случае результат измерений плотности нефтепродукта лабораторным плотномером приводят к температуре нефтепродукта в мернике (T_{V0}) по Р 50.2.076-2010.

10.3.6. Рассчитывают погрешность системы при измерении плотности нефтепродукта по формуле

$$\Delta\rho = \rho_C - \rho_{V0}. \quad (6)$$

где ρ_{V0} – значение плотности нефтепродукта, рассчитанное по формуле

$$\rho_{V0} = \rho_{VT} \cdot CPL, \quad (7)$$

где CPL – поправочный коэффициент на влияние давления нефтепродукта, рассчитанный по пункту 10.1.13.

10.3.7. Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении $|\Delta\rho|$ не более 1 кг/м³.

10.4. Определение погрешности при измерении массы.

10.4.1. Определение погрешности системы при измерении массы нефтепродукта проводят при расходах на которых проводится определение погрешности при измерении объема.

10.4.2. Проводят налив нефтепродукта в мерник по пункту 10.1 и считывают измеренные системой массу нефтепродукта (M_C).

10.4.3. Измеряют температуру нефтепродукта в мернике (T_{V0}) по пункту 10.2.3.

10.4.4. Определяют объем нефтепродукта в мернике (V_0) по пункту 10.1.

10.4.5. Измеряют плотность нефтепродукта в мернике (ρ_{V0}) по пункту 10.3.

10.4.6. Рассчитывают массу нефтепродукта в мернике (M_0) по формуле

$$M_0 = \frac{V_0 \cdot \rho_{V0}}{1000}. \quad (8)$$

10.4.7. Рассчитывают относительную погрешность системы при измерении массы нефтепродукта при каждом измерении по формуле

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

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

10.5. Системы соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки систем считают положительными, если результаты поверки по разделам 7 – 10 положительные.

11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1. Сведения о результатах поверки системы передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

11.2. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

11.3. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку положительные результаты поверки, оформляют записью в Паспорте, удостоверенной подписью поверителя и нанесением знака поверки и/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».

В случае определения погрешности системы, в соответствии с заявкой владельца системы, не в полном объеме, оформляют свидетельство о поверке. В свидетельстве о поверке указывают пределы погрешности системы, для которых проводилось определение погрешности при поверке.

11.4. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку в случае отрицательных результатов поверки, выдают извещение о непригодности к применению средства измерений.

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

11.6. Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют платы контроллера, преобразователь температуры, датчик температуры, счетчик жидкости и плотномер.

Начальник отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»

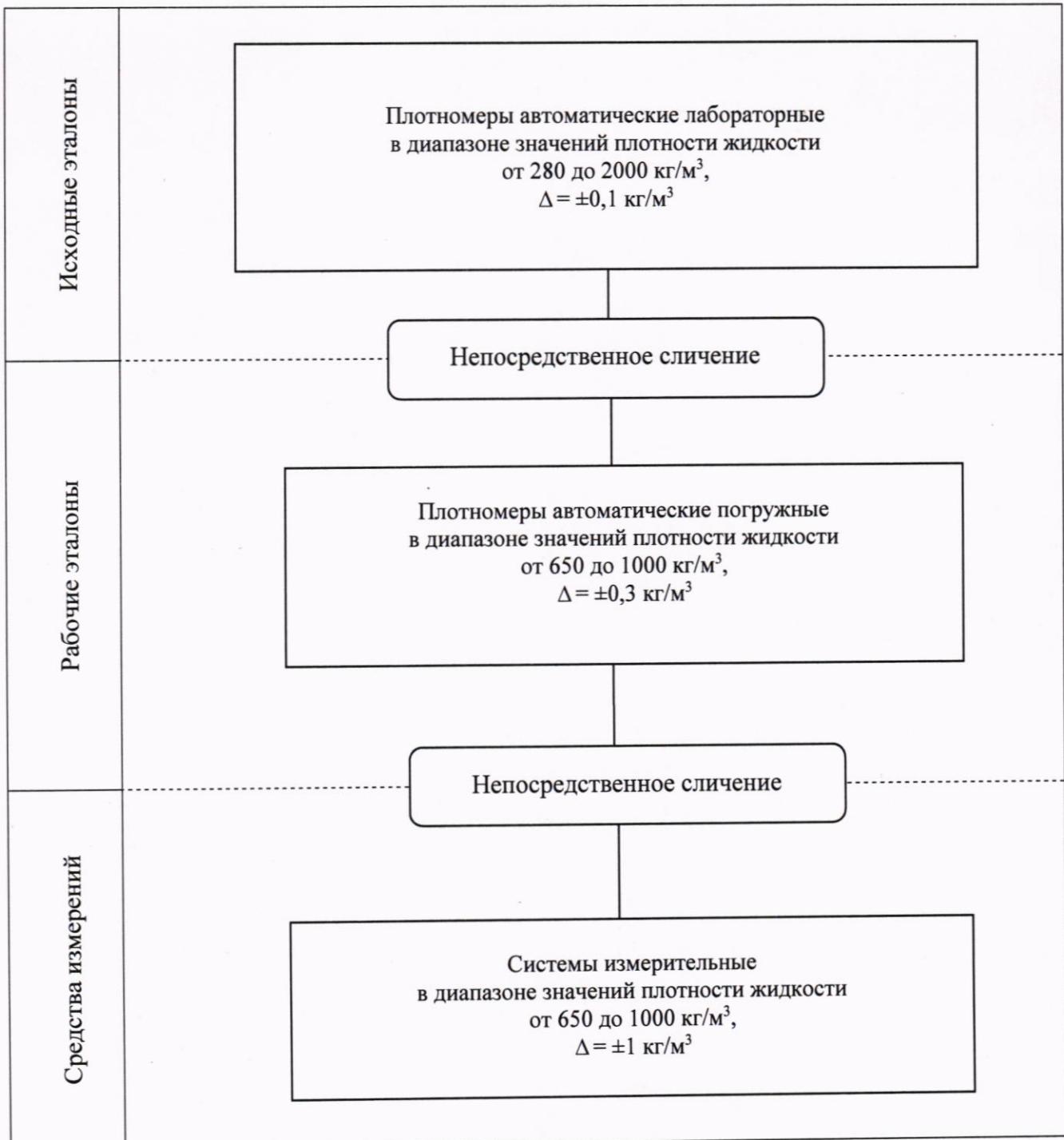
Ведущий инженер отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»

Б.А. Иполитов

А.А. Дудыкин

ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое)

Пример локальной поверочной схемы для систем измерительных в диапазоне значений плотности жидкости от 650 до 1000 кг/м³



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(рекомендуемое)

Пример локальной поверочной схемы для систем измерительных
в диапазоне значений температуры от -40 до +50 °C

