

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
(ФГБУ «ВНИИМС»)**

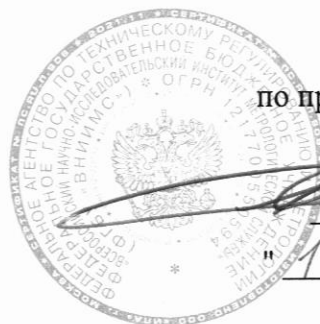
СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора

по производственной метрологии

ФГБУ «ВНИИМС»

А.Е. Коломин



Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерительные АМКУА-М

Методика поверки

МП 208-027-2022

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

Поверка систем измерительных АМКУА-М в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы:

- объема и массы нефтепродуктов от ГЭТ 63-2019 по приказу Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «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 ГПЭ-I и ГПЭ-II по ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры».

Методика поверки реализует метод непосредственного сличения с эталонами.

Поверка 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	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)

Окончание таблицы 3.

Номер пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
10.1, 10.4	Мерник эталонный, номинальная вместимость 100 и/или 200 и/или 500 дм ³ , относительная погрешность измерения объема от 0,05 до 0,1 %	Мерники эталонные 2 разряда типа 2Мр (регистрационный номер 18585-99)
10.1, 10.4	Мерники эталонные, номинальная вместимость 2 и/или 5 и/или 10 дм ³ , относительная погрешность измерения объема от 0,05 до 0,1 %	Мерники эталонные 2 разряда типа 2Мр (регистрационный номер 18585-99)
10.1, 10.4	Цилиндр 3-500-2 или цилиндр 3-1000-2 по ГОСТ 1770-74 (далее – мерный цилиндр)	Цилиндры мерные лабораторные стеклянные 1-го и 2-го классов точности (регистрационный номер 22760-04)
10.2 - 10.4	Плотномер переносной или лабораторный, абсолютная погрешность при измерении плотности не более 0,5 кг/м ³	Анализаторы плотности жидкостей DMA (регистрационный номер 39787-08) или плотномер ПЛОТ-3Б (регистрационный номер 20270-12)
10.1 - 10.4	Термометр погружной, абсолютная погрешность при измерении температуры не более 0,15 °С	Термометр цифровой малогабаритный ТЦМ 9410 (регистрационный номер 68355-17)
8, 9, 10	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до плюс 40 °С, пределы абсолютной погрешности измерений температуры не более 0,5 °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ±5 %.	
10.1 - 10.4	Пробоотборник переносной по ГОСТ 2517, объем не менее 1 дм ³ (при необходимости)	
10.1	Промежуточная емкость с нижним наливом, номинальная вместимость не менее 2500 дм ³	

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 10.2.3 средства измерений температуры должны быть аттестованы или поверены в качестве эталонов.

5.4. 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.

5.5. Мерники эталонные с номинальной вместимостью 200 дм³ и менее и мерный цилиндр используются только при применении промежуточной емкости. Количество и номинальная вместимость мерников эталонных определяются вместимостью промежуточной емкости.

5.6. Допускается для систем с погрешностью измерений температуры 0,5 °С при определении погрешности системы при измерении температуры нефтепродукта вместо средства измерений температуры с абсолютной погрешностью не более 0,15 °С, использовать два средства измерений температуры с абсолютной погрешностью не более 0,2 °С, в том числе, и плотномеры с каналом измерения температуры. Для систем с погрешностью измерений температуры 1 °С допускается использовать средства измерений температуры с абсолютной погрешностью не более 0,33 °С.

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

5.8. 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.

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/промежуточной емкости, наличие необходимых заземлений.

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

7. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

7.1. 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 (расходомер-счетчик массовый, 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 10.2.3 не проводят.

При определении погрешности при измерении температуры по пункту 10.2.4 проводят проверку действующих свидетельств о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) для следующих средств измерений в составе системы:

- расходомер-счетчик массовый (для исполнения АМКУА-М-0У-5);
- преобразователь температуры, датчик температуры, контроллер (для остальных исполнений).

7.2. Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные 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 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. Опробование при применении мерника.

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

9.1.2. 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.

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

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

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

9.1.6. Включают систему и проводят налив нефтепродукта в мерник.

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

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

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

9.1.10. Откачивают нефтепродукт из мерника.

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

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

9.1.13. При обнаружении нефтепродукта в мернике проводят контроль правильности установки мерника по пункту 9.1.2. настоящего раздела и проводят операции по пунктам 9.1.4. - 9.1.13. повторно.

9.1.14. 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 9.1.12.

9.2. Опробование при применении промежуточной емкости.

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

9.2.2. Проводят подключение системы к промежуточной емкости с помощью раздаточного рукава (раздаточных 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.

9.2.3. Задают дозу нефтепродукта с помощью программного обеспечения системы. Значение дозы принимают равной не менее 95 % вместимости промежуточной емкости.

9.2.4. Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

9.2.5. 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 9.2.3 – 9.2.5.

9.2.6. Наполняют мерник из промежуточной емкости.

9.2.7. В процессе наполнения мерника нефтепродуктом и после его наполнения в течение 2 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 9.2.6 – 9.2.7.

9.2.8. 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.

9.2.9. Результаты опробования считают положительными, если после налива нефтепродукта в промежуточную емкость система отображает результаты измерений и вычислений объема, массы, температуры, плотности нефтепродукта и выполняются требования пункта 9.2.5 и 9.2.7.

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, среднем и максимальном расходах нефтепродукта. Значение среднего расхода рассчитывается как среднеарифметическое значение минимального и максимального расхода.

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

- на минимальном расходе от $Q_{\text{мин}}$ до $1,1 \cdot Q_{\text{мин}}$;

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

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.

10.1.3. Определение погрешности системы при измерении объема проводят по пункту 10.1.4 при применении мерника номинальной вместимости 2000 дм^3 и по пункту 10.1.5 при применении промежуточной емкости.

10.1.4. Определение погрешности системы при измерении объема при применении мерника номинальной вместимости 2000 дм^3 .

10.1.4.1. 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.

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

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

10.1.4.4. 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 10.1.4.2 – 10.1.4.4.

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

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

10.1.4.7. 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 10.2.3 погружным термометром (переносным плотномером) или стеклянным термометром.

10.1.4.8. 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, дм^3 ;

V_M^D – действительная вместимость мерника (по свидетельству о поверке или протоколу поверки), дм^3 ;

V_M^H – номинальная вместимость мерника, дм^3 ;

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 $V_M^D = V_M^H$.

10.1.4.9. Рассчитывают относительную погрешность при измерении объема нефтепродукта по формуле

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

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

10.1.5. Определение погрешности системы при измерении объема при применении промежуточной емкости.

10.1.5.1. Перед определением погрешности при измерении объема проводят смачивание промежуточной емкости и мерника. Для этого проводят операции по пунктам 10.2.3 - 10.2.8. Интервал времени между окончанием смачивания промежуточной емкости и мерника и определением погрешности должен быть не более 30 минут.

10.1.5.2. Задают дозу нефтепродукта с помощью программного обеспечения системы. Значение дозы принимают не менее 2000 дм³, но не более вместимости промежуточной емкости. Рекомендуется задавать дозу нефтепродукта кратной номинальной вместимости мерника.

10.1.5.3. Запускают систему для отпуска нефтепродукта.

10.1.5.4. В процессе наполнения промежуточной емкости контролируют отсутствие протечек из промежуточной емкости и через сливную трубу промежуточной емкости. В случае обнаружения протечек через сливную трубу, поверку останавливают, промежуточную емкость сливают, контролируют отсутствие нефтепродукта в промежуточной емкости и мернике и повторяют операции по пунктам 10.1.5.2 – 10.1.5.4.

10.1.5.5. Определяют температуру нефтепродукта в промежуточной емкости с помощью переносного плотномера или термометра по пункту 10.2.3. 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.

10.1.5.6. Определяют плотность нефтепродукта в промежуточной емкости по пункту 10.3. 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 50.2.076-2010 плотность нефтепродукта при стандартных условиях ρ_{15} (температура 15 °С и избыточное давление 0 Па).

10.1.5.7. Измеряют объем нефтепродукта в промежуточной емкости.

10.1.5.7.1. 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 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.

10.1.5.7.2. 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 последний слив нефтепродукта из промежуточной емкости в мерник. Значение температуры (T_{Mi}) в этом случае принимается равным среднеарифметическому значению результатов измерений температуры, полученных в начале и в конце данной серии сливов нефтепродукта в мерник без измерений температуры в мернике.

10.1.5.7.3. Остатки нефтепродукта, слитые в мерник, и не соответствующие его вместимости измеряют с помощью дополнительного мерника меньшей вместимости (2 дм³ и/или 5 дм³ и/или 10 дм³), далее – дополнительный мерник, и мерного цилиндра. При каждом j -ом измере-

нии измеряют объем нефтепродукта в дополнительном мернике (мерном цилиндре) (V_{Ki}) и температуру нефтепродукта в нем (T_{Ki}). Значение объема нефтепродукта в дополнительном мернике (мерном цилиндре) определяют по его шкале. Измерение температуры нефтепродукта в дополнительном мернике (мерном цилиндре) проводят в нем сразу после измерения объема нефтепродукта. Термометр погружают в нефтепродукт 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 дополнительный мерник (мерный цилиндр), доливать нефтепродукт из дополнительного мерника (мерного цилиндра) в мерник до номинальной вместимости мерника. В этом случае значения объемов нефтепродукта (V_{Ki}), измеренных дополнительным мерником (мерным цилиндром), регистрируется и используется в дальнейших расчетах со знаком «минус».

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

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

$$V_{15} = V_{T15} + V_{\rho15} + V_{M15} + V_{K15}, \quad (3)$$

где

V_{T15} – объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений температуры, приведенный к 15 °С, дм³;

$V_{\rho15}$ – объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений плотности, приведенный к 15 °С, дм³;

V_{M15} – объем нефтепродукта, измеренный мерником, приведенный к 15 °С, дм³;

V_{K15} – объем нефтепродукта, измеренный дополнительным мерником и мерным цилиндром, приведенный к 15 °С, дм³.

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.

10.1.5.8.2. 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, дм³;

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 50.2.076-2010 по (ρ_{15}).

10.1.5.8.3. Объем нефтепродукта в пробе, отобранной из промежуточной емкости для измерений плотности, приведенный к 15 °С ($V_{\rho15}$) рассчитывают по формуле

$$V_{\rho15} = V_{\rho0} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{\rho0} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{\rho0} - 15)]\}, \quad (5)$$

где

$V_{\rho0}$ – объем нефтепродукта, отобранной пробы нефтепродукта, дм³;

T_{p0} – температура нефтепродукта при измерении объема нефтепродукта, отобранной пробы, °С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076-2010 по (ρ_{15}).

10.1.5.8.4. 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 50.2.076-2010 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, при сливе нефтепродукта из промежуточной емкости в мерник.

10.1.5.8.5. Объем нефтепродукта, измеренный дополнительным мерником и мерным цилиндром, приведенный к 15 °С (V_{K15}) рассчитывают по формуле

$$V_{K15} = V_{K15_M} + V_{K15_C}, \quad (7)$$

где

V_{K15_M} – объем нефтепродукта, измеренный дополнительным мерником, приведенный к 15 °С, дм^3 , рассчитываемый по формуле

$$V_{K15_M} = \sum_{i=1}^{NKM} [V_{Ki} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_{CT} \cdot (T_{Ki} - 20)] \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{Ki} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{Ki} - 15)]\}], \quad (8)$$

где

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

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

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15 °С, рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076-2010 по (ρ_{15});

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

NKM – количество измерений объема нефтепродукта дополнительным мерником, при сливе нефтепродукта из мерника.

V_{K15_C} – объем нефтепродукта, измеренный мерным цилиндром, приведенный к 15 °С, дм^3 , рассчитываемый по формуле

$$V_{K15_C} = \sum_{j=1}^{NKC} [V_{Kj} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{Kj} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{Kj} - 15)]\}], \quad (9)$$

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, $^{\circ}\text{C}$;
 β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15°C , рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076-2010 по (ρ_{15});
 НКС – количество измерений объема нефтепродукта мерным цилиндром.

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

$$V_0 = \frac{V_{15}}{\exp\{-\beta_{15} \cdot (T_{V0} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (T_{V0} - 15)]\}}, \quad (10)$$

где

V_{15} – объем нефтепродукта в промежуточной емкости при температуре 15°C , дм^3 ;
 T_{V0} – температура нефтепродукта в промежуточной емкости, $^{\circ}\text{C}$;
 β_{15} – коэффициент объемного расширения нефтепродукта при температуре 15°C , рассчитываемый по рекомендации Р 50.2.076-2010 по (ρ_{15}).

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

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

10.2. Определение погрешности при измерении температуры

10.2.1. Определение погрешности системы при измерении температуры комплектным методом проводят по пункту 10.2.3.1. (при применении погружного термометра) или по пункту 10.2.3.2. (при применении стеклянного термометра) или расчетным методом по пункту 10.2.4.

10.2.2. Определение погрешности системы при измерении температуры по пункту 10.2.3. с учетом пункта 5.6. проводят с применением двух разных эталонных средств измерений температуры. За результат измерений температуры нефтепродукта принимают их среднеарифметическое значение.

10.2.3. Определение погрешности системы при измерении температуры комплектным методом.

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

10.2.3.2. Проводят налив нефтепродукта в мерник или промежуточную емкость по пункту 10.1. и считывают измеренную системой температуру нефтепродукта (T_C). Интервал времени между окончанием налива нефтепродукта в мерник/промежуточную емкость и измерением его температуры в мернике/промежуточной емкости должен быть не более меньшего из значений: интервал времени равный 3 минутам или интервал времени, соответствующий изменению температуры нефтепродукта в мернике на $0,1^{\circ}\text{C}$.

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

10.2.3.4. Измерение температуры нефтепродукта в мернике/промежуточной емкости (T_{V0}) с помощью стеклянного термометра проводят в следующей последовательности.

10.2.3.4.1. Опускают переносной пробоотборник в мерник/промежуточную емкость на глубину от 1/3 до 1/2 от высоты наполнения нефтепродуктом мерника/промежуточной емкости и выдерживают его в погруженном состоянии в течение 2 минут.

10.2.3.4.2. 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.

10.2.3.5. Рассчитывают погрешность системы при измерении температуре по формуле

$$\Delta T = T_C - T_{V0}. \quad (11)$$

где

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

T_C – температура нефтепродукта, измеренная системой, °С.

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

10.2.4. Определение погрешности системы при измерении температуры поэлементным методом.

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

10.2.4.2. 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).

10.3. 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//промежуточную емкость по пункту 10.1 и считывают измеренную системой плотность нефтепродукта (ρ_C).

10.3.3. Измеряют температуру нефтепродукта в мернике//промежуточной емкости по пункту 10.2.3.

10.3.4. 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 от 1/3 до 1/2 от высоты наполнения нефтепродуктом мерника/промежуточной емкости. 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//промежуточной емкости и проводят отбор пробы нефтепродукта.

10.3.5.2. Измеряют плотность нефтепродукта при температуре нефтепродукта в мернике/промежуточной емкости (T_{V0}) с помощью лабораторного плотномера.

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

10.3.6. Рассчитывают погрешность системы при измерении плотности нефтепродукта по формуле

$$\Delta\rho = \rho_c - \rho_{V0}. \quad (12)$$

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

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 считают измеренные системой массу нефтепродукта (M_c).

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

10.4.4. Измеряют объем нефтепродукта в мернике/промежуточной емкости (V_0) по пункту 10.1.

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

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

$$M_0 = \frac{V_0 \cdot \rho_{V0}}{1000}. \quad (13)$$

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

$$\delta M = \frac{M_c - M_0}{M_0} \cdot 100\%. \quad (14)$$

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

10.11. Система 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. На оборотной стороне свиде-

тельства 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 расходомер-счетчик массовый согласно МИ 3002 и/или его описания типа.

11.7. Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют платы контроллера, преобразователь температуры, датчик температуры.

Начальник отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»



Б.А. Иполитов

Начальник сектора отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»



А.А. Дудькин