

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»

_____ А.В. Федоров

_____ 20 18 г.



Системы автоматизированные налива нефтепродуктов НХА-АСН

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МП-0418-2018

2018 г.

Настоящая методика устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки системы автоматизированной налива нефтепродуктов НХА-АСН (далее – система).

Первичная и периодическая поверка системы проводится на месте эксплуатации. Ответственность за организацию и своевременность проведения первичной и периодической поверки системы несет ее владелец.

Первичную поверку проводят после ввода системы в эксплуатацию и после ремонта, а также после замены средств измерений утвержденного типа входящих в состав системы, периодическую по истечении срока интервала между поверками.

Первичную и периодическую поверку осуществляют аккредитованные в установленном порядке юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Интервал между поверками – один год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Проверка соответствия системы требованиям эксплуатационной документации	4.1	+	+
Опробование	4.2	+	+
Расчет относительных погрешностей измерений массы, объема и плотности системой	4.3	+	+
Идентификация программного обеспечения (ПО)	4.4	+	+
Определение метрологических характеристик (МХ) системы при измерении массы, объема, плотности и температуры	4.5	+	+
Оформление результатов поверки	5	+	+
Пломбировка	6	+	+

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть применены средства поверки, указанные в таблице 2.

2.2 Средства поверки должны быть исправны, иметь техническую документацию и действующие свидетельства о поверке.

Таблица 2

Наименование и тип основных и вспомогательных средств поверки. Метрологические и основные технические характеристики
Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7, диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, основная допускаемая погрешность измерения температуры $\pm 0,2$ °С, диапазон измерения относительной влажности от 0 до 98 %, допускаемая основная абсолютная погрешность ± 2 %, диапазон измерения атмосферного давления, гПа 840 до 1060, ПГ ± 3 гПа
Секундомер электронный СЧЕТ-1М диапазон измеряемых интервалов времени от 0,01 до 99999,9, с; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени $\pm(6 \cdot 10^{-5} \cdot T + C)$ с, где T – измеренное значение интервала времени, с; C – дискретность измерений в данном интервале: 0,001 с на интервалах от 0,001 до 999,999 с; 0,01 на интервалах от 1000,00 до 9999,99 с; 0,1 на интервалах от 10000,0 до 99999,9 с
Установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ с номинальной вместимостью мерника 2000 дм ³ при 20 °С и относительными погрешностями при измерениях объёма $\pm 0,05$ % и массы $\pm 0,04$ % (далее – УПМ 2000).
Плотномер типа ПЛОТ-3, модификации ПЛОТ-3Б, исполнения А, с диапазоном измерений плотности жидкости от 630 до 1010 кг/м ³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности при измерениях плотности $\pm 0,3$ кг/м ³ , с диапазоном измерения температуры от минус 40 до плюс 85 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,3$ °С (далее – ПЛОТ-3Б).

2.3 Допускается применение других средства поверки, не указанных в таблице 2, обеспечивающих определение (контроль) метрологических характеристик системы с требуемой точностью (отношение метрологической характеристики, обеспечиваемой средствами поверки к поверяемой метрологической характеристике, не менее 1 к 3).

3 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Поверка по всем пунктам, проводятся при любом из сочетаний значений влияющих факторов, соответствующих условиям:

- | | |
|---|----------------------------|
| - температура измеряемой среды, °С | от -30 ¹ до +40 |
| - температура окружающей среды, °С | от -30 ¹ до +40 |
| - влажность окружающей среды, %, не более | 95 |
| - атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,7 |

Поверка производится на измеряемой среде, с которой эксплуатируется система.

3.1.1 Параметры электропитания от сети переменного тока:

- | | |
|-----------------|---|
| - напряжение, В | 220 ^{+10 %} _{-15 %} , 380 ^{+10 %} _{-15 %} |
| - частота, Гц | 50 \pm 1. |

¹ – при определении МХ системы при измерении плотности нефтепродукта диапазоны температур измеряемой и окружающей среды: от минус 10 до плюс 50 °С.

3.1.2 Отсутствие внешних электрических и магнитных полей, кроме геомагнитного поля.
3.1.3 Отсутствие механической вибрации, тряски и ударов, влияющих на работу системы.
3.1.4 Средства измерений (СИ), входящие в состав системы, должны быть исправны и поверены.

3.1.5 Давление в трубопроводах при наливке продуктов, не более, МПа 1,6.

3.2 Требования безопасности при проведении поверки

3.2.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с действующими нормами для поверяемой системы, средств поверки, для места проведения поверки.

3.3 Требования к персоналу, проводящему поверку

3.3.1 К выполнению поверки допускают лиц, достигших 18 лет, годных по состоянию здоровья, прошедших обучение и проверку знаний, требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения, прошедших обучение, проверку знаний и допущенных к обслуживанию средств поверки, изучивших настоящую методику, эксплуатационную документацию на систему, средства поверки.

3.3.2 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, знающих требования эксплуатационной документации на систему, средства измерений и оборудование, входящее в ее состав.

3.3.3 К обработке результатов измерений допускают лиц изучивших настоящую методику.

3.3.4 При поверке, управление системой должны осуществлять лица, прошедшие обучение и проверку знаний и допущенные к их обслуживанию.

3.3.5 При появлении течи продукта, загазованности и других ситуациях, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают. В дальнейшем обслуживающий персонал системы руководствуется эксплуатационными документами на систему и оборудование, входящее в ее состав.

4 МЕТОДЫ ПОВЕРКИ

4.1 Проверка соответствия системы эксплуатационной документации

4.1.1 Проводят внешним осмотром, при этом устанавливают:

- соответствие комплектности, маркировки, монтажа, наличие пломб, СИ, входящие в состав системы, поверены в установленном порядке;

- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

4.1.2 Результаты считают положительными, если установлено полное соответствие комплектности, маркировки, монтажа и пломбировки составных частей системы требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки. Все СИ, входящие в состав системы, должны быть поверены в установленном порядке (наличие знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) отметки в паспорте), срок очередной периодической поверки СИ должен заканчиваться не ранее срока очередной периодической поверки системы.

4.1.3 При выявлении несоответствий, поверка прекращается, до устранения несоответствий.

4.2 Опробование

4.2.1 Подготовить систему к работе в соответствии с указаниями РЭ, задать дозу выдачи нефтепродукта 2000 л и налить в мерник УПМ 2000 для смачивания. С помощью поверочного оборудования измерить плотность нефтепродукта ρ , кг/м³.

4.2.2 Результаты опробования считают положительными, если работа системы проходит в соответствии с эксплуатационной документацией, и система не выдает никаких сообщений об ошибке.

4.3 Идентификация программного обеспечения (ПО)

4.3.1 Система имеет резидентное программное обеспечение (РПО) «Tver_PLС» (устанавливается в контроллер, идентификационные данные приведены в таблице 3) и внешнее программное обеспечение (ВПО) «Tver_HMI» (устанавливается на АРМ, данное ПО защищено с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий, идентификационные данные приведены в таблице 4)

4.3.2 Проверку соответствия РПО и ВПО производят путем сравнения идентификационных данных, указанных в приложении к свидетельству об утверждении типа на систему и в таблицах 3 и 4 настоящего документа, с данными, отображаемыми на дисплее АРМ оператора при запуске системы.

Таблица 3 – Идентификационные данные РПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	РПО «Tver_PLС»
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 4 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ВПО «Tver_HMI»
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

4.3.3 Результаты проверки считаются положительными, если установлено полное соответствие идентификационных данных ПО.

4.3.4 Результаты поверки заносят в протокол поверки.

4.4 Определение МХ системы при измерении массы, объема, плотности и температуры нефтепродукта

4.4.1 Через АРМ оператора задают минимальную дозу выдачи по массе и наливают ее в мерник УПМ 2000.

Всего делается 5 наливов.

При этом фиксируют:

- условия испытаний;
- по показаниям системы:
 - массу нефтепродукта, кг;
 - массу нефтепродукта за каждый этап налива М1, М2, М3, кг;
- по показаниям испытательного оборудования:
 - массу нефтепродукта, кг;
 - время налива для каждого этап налива Т1, Т2, Т3, сек.

Таблица 5 – Условия испытаний

Номер измерения (налива)	1	2	3	4	5	Допускаемые значения
Температура окружающего воздуха, °С						от -30 до +40
Атмосферное давление воздуха, кПа						от 86,0 до 106,7
Относительная влажность воздуха, %						от 30 до 80

Таблица 6 – Определение расходов Q1, Q2, Q3, массы M1, M2, M3 и времени T1, T2, T3 налива на каждом этапе

Номер налива	Этап налива	Время, с		Масса, кг		Средний расход, кг/ч	
1	1	T1		M1		Q1	
	2	T2		M2		Q2	
	3	T3		M3		Q3	
2	1	T1		M1		Q1	
	2	T2		M2		Q2	
	3	T3		M3		Q3	
3	1	T1		M1		Q1	
	2	T2		M2		Q2	
	3	T3		M3		Q3	
4	1	T1		M1		Q1	
	2	T2		M2		Q2	
	3	T3		M3		Q3	
5	1	T1		M1		Q1	
	2	T2		M2		Q2	
	3	T3		M3		Q3	

Таблица 7 – Расчетное значение допускаемой относительной погрешности измерения массы системой

Налив	Средний расход, кг/ч		$\delta m, \% \text{ CPM}$	$\delta \text{imp}, \%$	$\delta m_{\text{доп}}, \%$
	Q1	Q2			
1	Q1				
	Q2				
	Q3				
2	Q1				
	Q2				
	Q3				
3	Q1				
	Q2				
	Q3				
4	Q1				
	Q2				
	Q3				
5	Q1				
	Q2				
	Q3				

Таблица 8 – Определение МХ системы при измерении массы нефтепродукта

Номер налива	Поправка	Масса, кг			$\delta m_{(i)}, \%$
		$m_{\text{ACH}(i)}$	$m_{\text{УПМ}(i)}$	$m_{\text{УПМ}'(i)}$	
1	1,001				
2	1,001				
3	1,001				
4	1,001				
5	1,001				

4.4.2 Через АРМ оператора задают минимальную дозу выдачи по объему и наливают ее в мерник УПМ 2000.

Всего делается 5 наливов.

При этом фиксируют:

- условия испытаний;
- по показаниям системы:
 - объем нефтепродукта, м³;
 - массу нефтепродукта за каждый этап налива М1, М2, М3, кг;
 - плотность нефтепродукта, кг/м³;
- по показаниям испытательного оборудования:
 - объем нефтепродукта, м³;
 - плотность нефтепродукта, кг/м³;
 - температуру нефтепродукта, °С;
 - время налива для каждого этапа налива Т1, Т2, Т3, сек.

Таблица 9 – Условия испытаний

Номер измерения (налива)	1	2	3	4	5	Допускаемые значения
Температура окружающего воздуха, °С						от -30 до +40
Атмосферное давление воздуха, кПа						от 86,0 до 106,7
Относительная влажность воздуха, %						от 30 до 80

Таблица 10 – Определение расходов Q1, Q2, Q3, массы М1, М2, М3, объема V1, V2, V3 и времени Т1, Т2, Т3 налива на каждом этапе налива

Налив	Этап налива	Время, с	Масса, кг		Объем, л		Средний расход, кг/ч	
			М1	М2	V1	V2	Q1	Q2
1	1	T1					Q1	
	2	T2					Q2	
	3	T3					Q3	
2	1	T1					Q1	
	2	T2					Q2	
	3	T3					Q3	
3	1	T1					Q1	
	2	T2					Q2	
	3	T3					Q3	
4	1	T1					Q1	
	2	T2					Q2	
	3	T3					Q3	
5	1	T1					Q1	
	2	T2					Q2	
	3	T3					Q3	

Таблица 11 – Расчетное значение допустимой относительной погрешности измерения объема системой

Налив	Средний расход, кг/ч	δV , % СРМ	δ_{imp} , %	$\delta V_{доп}$, %
1	Q1			
	Q2			
	Q3			
2	Q1			
	Q2			
	Q3			
3	Q1			
	Q2			
	Q3			
4	Q1			
	Q2			
	Q3			
5	Q1			
	Q2			
	Q3			

Таблица 12 – Определение МХ системы при измерении объема нефтепродукта

Номер измерения	Температура в мернике, °С	Объем, л			$\delta V_{(i)}$, %	$\delta V_{доп}$, %
		$V_{АСН(i)}$	$V_{УПМ(i)}$	$V_{УПМ'(i)}$		
1						
2						
3						
4						
5						

Таблица 13 – Определение МХ системы при измерении плотности нефтепродукта

Номер налива	$\rho_{АСН(i)}$, кг/м ³	$\rho_{(i)}$, кг/м ³	$\delta\rho_{(i)}$, %	$\delta\rho_{доп}$, %
1				
2				
3				
4				
5				

4.4.3 Определение МХ системы при измерении массы нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений массы нефтепродукта при наливе с помощью системы с результатом измерений массы нефтепродукта с помощью УПМ 2000. Формулы для расчетов приведены в Приложении А.

4.4.4 Результаты поверки по п. 4.4.1–4.4.2 считают положительными, если погрешности измерений массы, объема и плотности нефтепродукта для каждого рассчитанного значения, не более:

- массы нефтепродукта ($m_{АСН(i)}$) $\pm \delta m_{доп}$ %;
- объема нефтепродукта при отпуске ($V_{АСН(i)}$) $\pm \delta V_{доп}$ %;
- плотности нефтепродукта при отпуске ($\delta\rho_{(i)}$) $\pm \delta\rho_{доп}$ %.

4.4.5 Определение МХ системы при измерении температуры нефтепродукта

При поверке системы проверяется наличие действующего свидетельства о поверке на Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304/М3-МВ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 50519-17, входящий в состав системы. При отсутствии действующего свидетельства о поверки или при условии, что

срок действия поверки не распространяется на весь интервал между поверками системы, производят поверку Термопреобразователя универсального ТПУ 0304/М3-МВ по документу МП 207.1-009-2017 «Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304. Методика поверки».

4.4.6 Результаты поверки заносят в протокол поверки.

5 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

5.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

5.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в установленном порядке, знак поверки наносится на бланк свидетельства о поверке.

5.3 При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности к применению.

6 ПЛОМБИРОВКА

6.1 Пломбировка средств измерений из состава системы производится в соответствии с их эксплуатационной документацией и/или в соответствии с МИ 3002-2006.

Приложение А (обязательное)

А.1 Расчет допускаемых относительных погрешностей измерений массы, объема и плотности системой

В зависимости от расходомеров-счетчиков массовых (далее – СРМ), входящих в состав системы, в зависимости от условий эксплуатации системы, перед определением метрологических характеристик системы производят расчет допустимых относительных погрешностей измерения массы, объема и плотности.

А.1.1 Определение допускаемой относительной погрешности измерения массы системой

1) Относительная погрешность СРМ при измерении массы налива

$$\delta m = \pm \frac{(M1 \times \delta m1 + M2 \times \delta m2 + M3 \times \delta m3)}{m_{асн}}, \% \quad (1)$$

где M1, M2 и M3 – массы налитого нефтепродукта для каждого из этапов налива;

$\delta m1$ - относительная погрешность измерения массы СРМ входящего в состав системы при расходе Q1 на первом этапе налива, %

$\delta m2$ - относительная погрешность измерения массы СРМ входящего в состав системы при расходе Q2 на втором этапе налива, %

$\delta m3$ - относительная погрешность измерения массы СРМ входящего в состав системы при расходе Q3 на третьем этапе налива, %

где

$$Q_{(j)} = \frac{M_{(j)} \times 3600}{T_{(j)}}, \text{ кг/ч} \quad (2)$$

где j- этап налива;

$m_{асн}$ – измеренная доза выдачи системой, кг;

2) Абсолютная погрешность выходного канала СРМ, $\Delta imp 1$, при измерении массы соответствует весу импульса;

3) Абсолютная погрешность контроллера, $\Delta imp 2$, при измерении массы соответствует весу импульса;

4) Абсолютная погрешность канала передачи данных при измерении массы

$$\Delta imp_{аб} = \Delta imp 1 + \Delta imp 2 \quad (3)$$

5) Относительная погрешность канала передачи данных при измерении массы

$$\delta imp = \pm \frac{\Delta imp_{аб}}{m_{асн}} \times 100, \% \quad (4)$$

6) Допускаемая относительная погрешность системы при измерении массы

$$\delta m_{доп} = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta m)^2 + (\delta imp)^2}, \% \quad (5)$$

А.1.2 Определение допускаемой относительной погрешности измерения объема системой

1) Относительная погрешность СРМ при измерении объема

$$\delta V = \pm \frac{(V_1 \times \delta V_1 + V_2 \times \delta V_2 + V_3 \times \delta V_3)}{V_{\text{асн}}}, \% \quad (6)$$

где V_1 , V_2 и V_3 – объем налитого продукта для каждого из этапов налива;

$$V_{(i)} = \frac{M(i) \times 1000}{\rho'}, \text{ кг/ч} \quad (7)$$

δV_1^* - относительная погрешность измерения объема СРМ входящего в состав системы при расходе Q_1 на первом этапе налива, %

δV_2 - относительная погрешность измерения объема СРМ входящего в состав системы при расходе Q_2 на втором этапе налива, %

δV_3 - относительная погрешность измерения объема СРМ входящего в состав системы при расходе Q_3 на третьем этапе налива, %

где

$$Q_{(j)} = \frac{M(j) \times 3600}{T(j)}, \text{ кг/ч} \quad (8)$$

где j - этап налива;

$V_{\text{асн}}$ – минимальная доза выдачи, л;

2) Абсолютная погрешность выходного канала СРМ, $\Delta_{\text{imp 1}}$, при измерении объема соответствует весу импульса;

3) Абсолютная погрешность контроллера $\Delta_{\text{imp 2}}$ при измерении объема соответствует весу импульса;

4) Абсолютная погрешность канала передачи данных при измерении объема

$$\Delta_{\text{imp аб}} = \Delta_{\text{imp 1}} + \Delta_{\text{imp 2}} \quad (9)$$

5) Относительная погрешность канала передачи данных при измерении объема

$$\delta_{\text{imp}} = \pm \frac{\Delta_{\text{imp аб}}}{V_{\text{асн}}} \times 100, \% \quad (10)$$

6) Допускаемая относительная погрешность системы при измерении объема

$$\delta V_{\text{доп}} = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta m)^2 + (\delta_{\text{imp}})^2}, \% \quad (11)$$

А.1.3 Определение относительной погрешности измерения плотности

1) Допускаемая относительная погрешность системы при измерении плотности

$$\delta \rho_{\text{доп}} = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta m_{\text{доп}})^2 + (\delta V_{\text{доп}})^2}, \% \quad (12)$$

* - для систем, в составе которых используется расходомер-счётчик массовый FC430 (рег. № в ФИФ 52346-12),

расчет относительной погрешности измерения объема по формуле $\delta V_{(j)} = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta m_{(j)})^2 + (\delta \rho_{(j)})^2}, \%$

А.2 Обработка результатов измерения полученных при помощи средств испытаний

1) Массу нефтепродукта в мернике УПМ 2000 с учетом поправки ($m_{УПМ'(i)}$) для каждого налива (i) вычисляют по формуле 13 (в случае применения другого испытательного оборудования в эксплуатационной документации на которое указан иной способ вычисления действительного значения объема, пользуются им)

$$m_{УПМ'(i)} = 1,001 \times m_{УПМ(i)}, \quad (13)$$

где $m_{УПМ(i)}$ – измеренное значение массы нефтепродукта по цифровому табло весового терминала УПМ 2000;

2) Значение относительной погрешности измерения массы нефтепродукта для каждого налива вычисляют по формуле 14

$$\delta m(i) = \pm \frac{m_{асн(i)} - m_{УПМ'(i)}}{m_{УПМ'(i)}} \times 100, \% \quad (14)$$

где $m_{асн(i)}$ – масса нефтепродукта по показаниям системы, кг.

3) Определение МХ системы при измерении объема нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений объема нефтепродукта при наливе с помощью системы с результатом измерений объема нефтепродукта с помощью УПМ 2000.

Объем нефтепродукта в мернике УПМ 2000 с учетом поправки ($V_{УПМ'(i)}$) для каждого налива (i) вычисляют по формуле 15 (в случае применения другого испытательного оборудования в эксплуатационной документации на которое указан иной способ вычисления действительного значения объема, пользуются им)

$$V_{УПМ'(i)} = V_{УПМ(i)} + V_{УПМ(i)} \times 3L \times (t_{(i)} - 20), \quad (15)$$

где $V_{УПМ(i)}$ – объем нефтепродукта в мернике УПМ 2000 по показаниям шкалы установленной на горловине мерника, $\text{дм}^3(\text{л})$;

L - $0,000012 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

$t_{(i)}$ – температура нефтепродукта в мернике УПМ 2000 измеренная ПЛОТ-ЗБ, $^\circ\text{C}$.

4) Значение относительной погрешности измерения объема нефтепродукта для каждого налива вычисляют по формуле 16

$$\delta V(i) = \pm \frac{V_{асн(i)} - V_{УПМ'(i)}}{V_{УПМ'(i)}} \times 100, \% \quad (16)$$

где $V_{асн(i)}$ – объем нефтепродукта по показаниям системы, $\text{дм}^3(\text{л})$.

5) Определение МХ системы при измерении плотности нефтепродукта при испытаниях проводят путем сравнения результата измерений плотности нефтепродукта при наливе с помощью системы ($\rho_{асн(i)}$) с результатом измерения плотности нефтепродукта в мернике УПМ 2000 с плотномером ПЛОТ-ЗБ ($\rho(i)$). Значение отклонения для каждого налива вычисляют по формуле 17

$$\delta \rho(i) = \pm \frac{\rho_{асн(i)} - \rho(i)}{\rho(i)} \times 100, \% \quad (17)$$

где $\rho_{асн(i)}$ – плотность нефтепродукта по показаниям системы, $\text{кг}/\text{м}^3$.