

Содержание

1	ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	3
2	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	3
3	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	4
4	УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	4
5	ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	5
6	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	8
7	ПЛОМБИРОВКА.....	8

Настоящая методика устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки Комплексов типа СДК-ЭМС (далее - Комплексы), серийно изготавливаемые ООО «Камышинский опытный завод», г. Камышин в соответствии с документом ТУ 3689-009-53581965-2016 (Изменение №1).

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

Ответственность за организацию и своевременность проведения первичной и периодической поверки комплексов несет ее владелец.

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

Интервал между поверками – два года.

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 комплекса требованиям эксплуатационной документации	5.1	+	+
Опробование	5.2	+	+
Идентификация программного обеспечения (ПО)	5.3	+	+
Определение метрологических характеристик (МХ)	5.4	+	+
Оформление результатов поверки	6	+	+
Пломбировка	7	+	+

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

2.2 Средства поверки должны быть исправны, иметь техническую документацию и действующие свидетельства о поверке. Эталоны единиц величин, используемые при поверке комплексов, должны быть аттестованы в установленном порядке.

Таблица 2

Номер пункта документа по поверке	Наименование и тип основных и вспомогательных средств поверки. Метрологические и основные технические характеристики
5.4	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 М-Д, диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С, диапазон измерения относительной влажности от 0 до 99 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 2 %, диапазон измерения атмосферного давления от 840 до 1060 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 3 гПа (далее – ИВТМ-7)
5.4	Установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ с номинальной вместимостью мерника 2000 дм ³ при 20 °С и относительными погрешностями при измерениях объема $\pm 0,05$ % и массы $\pm 0,04$ % (далее – УПМ 2000). Термометр электронный ЕхТ-01, рег. № в ФИФ 44307-10, диапазон измерений от минус 40 до плюс 130 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,1$ °С (далее – ЕхТ-01).

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых комплексов с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с:

- правилами безопасности, действующими на месте проведения поверки;
- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации:
 - на поверяемую комплексов;
 - на средства измерений, входящие в состав комплекса;
 - на применяемые средства поверки.
- другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности.

3.2 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 комплекс, средства поверки.

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

3.4 К обработке результатов измерений допускают лиц изучивших настоящую методику.

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

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

4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

4.1 Требования к условиям проведения поверки

4.1.1 Поверка по всем пунктам, проводится при любом из сочетаний значений влияющих факторов, соответствующих условиям эксплуатации поверяемых комплексов. При этом устанавливают соответствие условий проведения поверки условиям эксплуатации средств поверки. Измерения условий проведения поверки осуществляют с помощью ИВТМ-7.

Периодическая поверка комплексов проводится на рабочей среде, первичную поверку допускается проводить на измеряемой среде отличной от рабочей.

4.1.2 Параметры электропитания от сети переменного тока:

- напряжение, В

$220_{-33}^{+22}; 380_{-57}^{+38}$

- частота, Гц

50 ± 1 .

Отсутствие внешних электрических и магнитных полей, кроме геомагнитного поля.

Отсутствие механической вибрации, тряски и ударов, влияющих на работу комплексов.

Давление в трубопроводах при наливке продуктов, МПа, не более

1,0.

4.2 Требования к персоналу, проводящему поверку

4.2.1 К выполнению операций поверки допускают лиц, прошедших обучение и проверку знаний, требований безопасности в соответствии с разделом 3 настоящего документа.

4.2.2 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на комплекс, средства измерений и оборудование, входящее в ее состав, а также средства поверки.

4.2.3 При поверке управление комплексом должны осуществлять лица, прошедшие обучение и допущенные к ее обслуживанию.

5 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

5.1 Внешний осмотр

5.1.1 - Проводят внешним осмотром, при этом устанавливают:

- соответствие комплектности, маркировки, монтажа, пломбировки составных частей комплекса требованиям эксплуатационной документации и наличие действующих свидетельств о поверке на счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (далее - СРМ), входящие в состав поверяемого комплекса;

- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

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

5.1.3 При выявлении несоответствий, такие несоответствия устраняют.

5.2 Опробование

5.2.1 Подготовить комплекс к работе в соответствии с указаниями РЭ, задать дозу выдачи нефтепродукта 2000 л и налить в мерник УПМ 2000 для смачивания.

5.2.2 Результаты опробования считают положительными, если работа комплекса проходит в соответствии с эксплуатационной документацией.

5.3 Идентификация программного обеспечения (ПО)

5.3.1 Комплексы имеют резидентное программное обеспечение (РПО) и внешнее программное обеспечение (ВПО). РПО устанавливается в устройство приема и обработки сигналов Топаз-273Е, идентификационные данные приведены в таблице 3. ВПО устанавливается на автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), данное ПО защищено с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий, идентификационные данные приведены в таблице 4. Нормирование метрологических характеристик комплексов проведено с учетом влияния ПО.

Уровень защиты программного обеспечение в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для РПО – «высокий»;
- для ВПО – «средний».

5.3.2 Проверку соответствия РПО производят путем сравнения идентификационных данных, указанных в таблице 3 настоящего документа, с данными полученными через опрос устройства приема и обработки сигналов «Топаз-273Е» входящего в состав поверяемого комплекса, опрос производят в соответствии с документом ДСМК.465235.040-06 РЭ Устройство приема и обработки сигналов «Топаз-273Е-1000-01-01». Примечание: в документе ДСМК.465235.040-06 в разделе «Свидетельство о приемке» указывается файл ПО который отображается на дисплее при включении «Топаз-273Е», в то время как при поверке необходимо установить соответствие метрологически значимой части РПО (Код 968 – Идентификационное наименование; Код 851 – Номер версии; Код 852 – Цифровой идентификатор).

Таблица 3 – Идентификационные данные РПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Топаз
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	P101
Цифровой идентификатор ПО	5BA9
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC-16

5.3.3 Проверку соответствия ВПО производят путем сравнения идентификационных данных, указанных в таблице 4 настоящего документа, с данными указанными в документе/ах 643.ДСМК.10004-01 91 01 Программное обеспечение «Топаз-Нефтебаза». Руководство администратора и/или 643.ДСМК.10004-01 34 01 Программное обеспечение «Топаз-Нефтебаза». Руководство оператора, а также отображаемое в разделе «о программе» на автоматизированном рабочем месте оператора.

Таблица 4 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Топаз-Нефтебаза
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.15.xx xxxx
Цифровой идентификатор ПО	-

5.3.4 Результаты проверки по п. 5.3 считаются положительными, если установлено соответствие идентификационных данных ПО.

5.3.5 Результаты проверки идентификационных данных заносят в протокол поверки.

5.4 Определение МХ комплексов при измерении массы и объема

5.4.1 Через АРМ оператора задают дозу выдачи по массе 1003 кг и наливают ее в мерник УПМ 2000.

Всего делается 5 наливов.

При каждом наливе фиксируют:

- условия испытаний;

- массу нефтепродукта по показаниям комплекса, кг;

- массу нефтепродукта по показаниям цифрового табло весового терминала, входящего в состав УПМ 2000, кг.

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 МХ комплекса при измерении массы нефтепродукта

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

5.4.2 Через АРМ оператора задают минимальную дозу выдачи по объему 1000 л (последовательно два раза) и наливают ее в мерник УПМ 2000.

Всего делается 5 наливов.

При этом фиксируют:

- условия испытаний;

- объем выданного нефтепродукта (суммируют значения двух доз) по показаниям комплекса, л;

- объем выданного нефтепродукта (суммарное значение двух доз) по шкале, установленной на горловине мерника, входящего в состав УПМ 2000, л;

- температуру нефтепродукта по показаниям ЕхТ-01, °С.

Таблица 7 – 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 8 – Определение МХ системы при измерении объема нефтепродукта

Номер налива	$t_{УПМ(i)}$, °С	Объем, л			$\delta V_{(i)}$, %
		$V_{АСН(i)}$	$V_{УПМ(i)}$	$V_{УПМ'(i)}$	
1					
2					
3					
4					
5					

5.4.3 Обработка экспериментальных данных

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

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

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

Значение относительной погрешности измерения массы нефтепродукта вычисляют по формуле 2

$$\delta m_{(i)} = \frac{m_{СДК(i)} - m_{УПМ'(i)}}{m_{УПМ'(i)}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

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

5.4.3.2 Объем нефтепродукта в мернике УПМ 2000 с учетом поправки ($V_{УПМ'(i)}$) для каждого налива (i) вычисляют по формуле 3 (в случае применения другого поверочного оборудования в эксплуатационной документации на которое указан иной способ вычисления действительного значения объема, пользуются им)

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

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 $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (берется из документации на УПМ 2000);

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

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

$$\delta V_{(i)} = \frac{V_{СДК(i)} - V_{УПМ'(i)}}{V_{УПМ'(i)}} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

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

5.4.4 Результаты поверки по п. 5.4 считают положительными, если значения погрешности измерений массы ($\delta m_{(i)}$) и объема ($\delta V_{(i)}$), не более:

- при первичной поверке $\delta m_{(i)} \leq \pm 0,20 \%$; $\delta V_{(i)} \leq \pm 0,28 \%$;
- при периодической поверке $\delta m_{(i)} \leq \pm 0,25 \%$; $\delta V_{(i)} \leq \pm 0,35 \%$;

6 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

- 6.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.
- 6.2 При положительных результатах поверки знак поверки наносится на бланк свидетельства о поверке.
- 6.3 При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности к применению.
- 6.4 Допускается возможность проведения поверки для меньшего числа измеряемых величин (массы в соответствии с п. 5.4.1 или объема в соответствии с п. 5.4.2), с соответствующей записью в свидетельстве о поверке.

7 ПЛОМБИРОВКА

- 7.1 Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, СРМ, входящий в состав комплекса, пломбируются в соответствии с эксплуатационной документацией на него. Схемы пломбировки комплекса от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

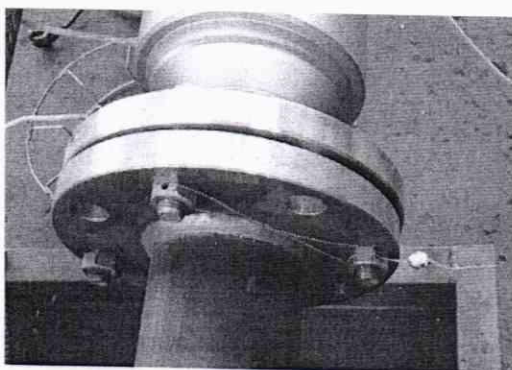


Рисунок 1 - Пломба поверителя,
препятствующая демонтажу СРМ