

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»

_____ А.В. Федоров

_____ 2016 г.



«Система измерительная нефтебазы Видное ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МЦКЛ.0204.МП

2016 г.

Содержание

1	ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	3
2	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	4
3	УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	4
4	МЕТОДЫ ПОВЕРКИ	6
4.1	Проверка соответствия системы эксплуатационной документации.....	6
4.2	Опробование.....	6
4.3	Идентификация программного обеспечения (ПО)	6
4.4	Определение МХ системы при измерении массы, объема и плотности нефтепродукта.....	7
5	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	8
6	ПЛОМБИРОВКА.....	8

Настоящая методика устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки системы измерительная нефтебазы Видное ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт», заводской № 01 (далее - Система). Система включает в свой состав восемь постов нижнего налива отпуска нефтепродуктов и подсистему управления. Измерение массы, объема и плотности отпускаемой дозы нефтепродукта осуществляется счетчиком-расходомером массовым Micro Motion с датчиком массового расхода CMF300 и измерительный преобразователь модели 2700, фирмы «Micro Motion Inc.», США (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. № в ФИФ) 13425-06) (далее - расходомер), измерение температуры осуществляется датчиком температуры 248, фирмы «Emerson Process Management Temperature GmbH», Германия (рег. № в ФИФ 28033-05).

На каждом poste нижнего налива реализованы измерительные каналы (ИК):

- ИК массы нефтепродукта при отпуске – 1 шт.;
- ИК объема нефтепродукта при отпуске – 1 шт.;
- ИК температуры нефтепродукта при отпуске – 1 шт.;
- ИК плотности нефтепродукта при отпуске – 1 шт.

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 до 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 – два года.

Допускается проведение поверки системы не в полном объеме (отдельные ИК) в соответствии с заявлением владельца, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке и протоколе поверки системы информации об объеме проведенной поверки.

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
1	2	3	4
Проверка соответствия системы требованиям эксплуатационной документации	4.1	+	+
Опробование	4.2	+	+
Идентификация программного обеспечения (ПО)	4.3	+	+
Определение метрологических характеристик (МХ) системы	4.4	+	+

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Определение МХ системы при измерении массы нефтепродукта	4.4.1	+	+
Определение МХ системы при измерении объема нефтепродукта	4.4.2	+	+
Определение МХ системы при измерении плотности нефтепродукта	4.4.3	+	+
Определение МХ системы при измерении температуры нефтепродукта	4.4.4	+	+
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

Номер пункта документа по поверке	Наименование и тип основных и вспомогательных средств поверки. Метрологические и основные технические характеристики
4.4.1; 4.4.2; 4.4.3.	<p>Установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ с номинальной вместимостью мерника 2000 дм³ при 20 °С и относительными погрешностями при измерениях объема ±0,05 % и массы ±0,04 % (далее – УПМ-2000).</p> <p>Плотномер типа ПЛОТ-3, модификации ПЛОТ-ЗБ-1Р или ПЛОТ-ЗБ-1П, исполнения А, с диапазоном измерений плотности жидкости от 680 до 1010 кг/м³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности при измерениях плотности ±0,3 кг/м³, с диапазоном измерения температуры от минус 40 до плюс 60 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры ±0,2 °С (далее – ПЛОТ-ЗБ).</p>

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

3 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Поверка по всем пунктам, проводится 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

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

3.1.1 Параметры электропитания от сети переменного тока:

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

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, входящие в состав системы, должны быть исправны.

3.1.5 Давление в трубопроводах при наливе продуктов, не более, МПа 1,0.

3.2 Требования безопасности при проведении поверки

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

- правилами безопасности труда, действующими в том месте, где проводят поверку системы;
- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации на систему, а также в документах на методики поверки СИ, входящих в состав системы;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03);
- «Правилами промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов» (ПБ 09-560-03);
- «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (ПБ 09-540-03);
- «Правилами технической эксплуатации электроустановок»;
- «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;
- другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности.

3.3 Требования к персоналу, проводящему поверку

3.3.1 К выполнению операций поверки допускают лиц, достигших 18 лет, годных по состоянию здоровья, прошедших обучение и проверку знаний, требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения», прошедших обучение, проверку знаний и допущенных к обслуживанию испытательного оборудования, изучивших настоящую ПИ, эксплуатационную документацию на систему, испытательное оборудование и эталонные средства измерений.

3.3.2 К обработке результатов измерений допускают лиц изучивших настоящую методику.

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

3.3.4 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 и пломбировки составных частей системы требованиям эксплуатационной документации;
- 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.

4.1.3 При выявлении несоответствий, такие несоответствия устраняют.

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.

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 встроенное программное обеспечение (ПО), которое подразделяется на:

- метрологически значимую часть ПО, используемую для: преобразования, передачи и представления измерительной информации о количестве и параметрах нефтепродуктов, к которому относится ПО «ИСУ НПО Petronics. Модуль управления нефтебазой (Корпоративная АСУ НБ)», устанавливается в памяти АРМ оператора, в процессе эксплуатации данное ПО не может быть изменено, т.к. пользователь не имеет к нему доступа;

- метрологически не значимую часть ПО, предназначенную для осуществления информационного обмена сервера АСУ ТП и АРМ операторов, обеспечения безопасности и управления технологическим процессом, к которому относятся ПО «CitectSCADA» и «ORACLE», устанавливается в памяти сервера АСУ ТП и АРМ оператора.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Petronics 2.1.5.5790
Номер версии (идентификационный номер ПО)	002
Цифровой идентификатор ПО	9776795E78982EFF6C39 0E96E81E32A72697AAB3
Алгоритм вычисления контрольной суммы	SHA-1

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 и плотности нефтепродукта

Через АРМ оператора задают дозу выдачи 2000 л и наливают ее в мерник УПМ-2000. После завершения налива фиксируют в протоколе поверки следующие параметры:

- по показаниям системы:
 - объем нефтепродукта, м³;
 - массу нефтепродукта, кг;
 - плотность нефтепродукта, кг/м³.
- по показаниям поверочного оборудования:
 - объем нефтепродукта, м³;
 - массу нефтепродукта, кг;
 - температура нефтепродукта, °С.

При поверке системы производят не менее трех наливов для каждого поста налива.

4.4.1 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.

Массу нефтепродукта в мернике УПМ-2000 с учетом поправки ($m_{УПМ(i)}$) для каждого налива (i) вычисляют по формуле 1 (в случае применения другого поверочного оборудования в эксплуатационной документации на которое указан иной способ вычисления действительного значения массы, 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 для каждого налива вычисляют по формуле 2

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

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

4.4.2 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 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, дм³(л);

L - 0,000012 °С⁻¹;

$t_{(i)}$ – температура нефтепродукта в мернике УПМ-2000 измеренная ПЛОТ-ЗБ, °С.

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

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

где $V_{АСН(i)}$ – объем нефтепродукта по показаниям системы, дм³(л).

4.4.3 Определение МХ системы при измерении плотности нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений плотности нефтепродукта при наливе с помощью системы с результатом измерения плотности нефтепродукта в мернике УПМ-2000 плотномером ПЛОТ-3Б ($\rho_{(i)}$)².

Значение абсолютной погрешности измерения плотности нефтепродукта для каждого налива вычисляют по формуле 5

$$\Delta\rho_{(i)} = \rho_{АСН(i)} - \rho_{(i)}, \quad (5)$$

где $\rho_{АСН(i)}$ – плотность нефтепродукта по показаниям системы, кг/м³;

Примечание: допускается в качестве ($\rho_{(i)}$) использовать значение плотности объединенной точечной пробы (полученной смешением точечных проб, взятых по ГОСТ 2517-2012 из мерника УПМ-2000), определенное лабораторией с приведением к температуре нефтепродукта в мернике УПМ-2000 при отборе точечных проб. Пределы абсолютной погрешности определения плотности, не более $\pm 0,3$ кг/м³.

4.4.4 Определение МХ системы при измерении температуры нефтепродукта

При поверке системы проверяется наличие действующих свидетельств о поверке на датчики температуры 248, фирмы «Emerson Process Management Temperature GmbH», Германия (рег. № в ФИФ 28033-05), входящих в состав системы. При условии, что срок действия поверки не распространяется на весь интервал между поверками системы, датчики температуры поверяются при истечении их интервала между поверками в соответствии с документом «Датчики температуры 248. Методика поверки», разработанным и утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в октябре 2004 г. Свидетельства о поверке датчиков температуры 248 должны храниться вместе с формуляром на систему. Во время снятия датчиков температуры 248, допускается эксплуатация системы за исключением ИК температуры.

4.4.5 Результаты поверки по п. 4.4.1–4.4.3 считают положительными, если предельные значения погрешности измерений массы ($\delta m_{(i)}$), объема ($\delta V_{(i)}$) и плотности ($\delta \rho_{(i)}$) нефтепродукта рассчитанные для каждого налива, не более:

- $\delta m_{(i)}$	$\pm 0,25$ %;
- $\delta V_{(i)}$	$\pm 0,30$ %;
- $\Delta\rho_{(i)} \delta\rho_{(i)}$	$\pm 1,0$ кг/м ³ .

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.