

УТВЕРЖДАЮ

**Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»**

А.В. Федоров

2019 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ИНСТРУКЦИЯ

КОМПЛЕКС ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ КИМ-90-3

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0276.МП

г. Москва

Настоящая инструкция распространяется на комплекс измерений массы светлых нефтепродуктов КИМ-90-3, заводской № 01 (далее – комплекс).

Методика поверки устанавливает методы и средства первичной (при вводе в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверок комплекса.

Первичную и периодическую поверки осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений 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 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	7.1	+	+
2 Опробование	7.2	+	+
3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	7.3	+	+
4 Определение метрологических характеристик (МХ)	7.4	+	+
5 Оформление результатов поверки	8	+	+

2 Средства поверки

2.1 Перечень средств измерений (СИ) и вспомогательного оборудования, применяемых при проведении поверки:

- средства поверки измерительных компонентов в соответствии с их методиками поверки;

- вторичный эталон единицы массы (объема) жидкости по приложению к 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» - установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ, исполнение УПМ 2000 (далее – ПУ), с диапазоном измерений массы от 40 до 2000 кг и номинальной вместимостью мерника 2000 дм³ при 20 °С, пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы не более $\pm 0,04$ % и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема не более $\pm 0,05$ %;

- термометр электронный «ЕхТ-01/1» (из состава установки ПУ), заводской № 828320, диапазон измерений температуры от минус 40 до плюс 130 °С, основная абсолютная погрешность измерений температуры $\pm 0,1$ °С, дополнительная погрешность измерений температуры $\pm 0,05$ °С на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды для блока измерений;

- барометр-анероид контрольный М-67, с диапазоном измерений от 610 до 790 мм рт. ст., пределы допускаемой абсолютной погрешности после введения поправок $\pm 0,8$ мм рт. ст.;

- прибор комбинированный Testo 608-H1, диапазон измерений относительной влажности от 15 до 85 %, с погрешностью ± 3 %, диапазон измерений температуры от 0 до плюс 50 °С, с погрешностью $\pm 0,5$ °С.

2.2 Все СИ (эталон) должны быть поверены (аттестованы) и иметь действующие свидетельства о поверке (аттестации) или знак поверки.

2.3 При проведении поверки допускается применение других эталонов, СИ, но обеспечивающих определение (контроль) МХ поверяемого комплекса с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 К выполнению поверки допускают лиц, достигших 18 лет, прошедших обучение и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015, годных по состоянию здоровья, аттестованные в установленном порядке в качестве поверителей по данному виду измерений, изучивших настоящую методику поверки, эксплуатационную документацию на: комплекс, средства поверки и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

4 Требования безопасности

4.1 При подготовке и проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в нормативно-методической документации на применяемые средства измерений и поверочное оборудование, а также в соответствии с:

- правилами безопасности труда, действующими на предприятии, где проводят поверка комплекса;
- правилами безопасности, изложенными в ЭД на комплекс и эталон;
- Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997;
- «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25.03.2014 № 116;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов», утверждёнными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 07.11.2016 № 461;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101;
- Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784;
- Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ-2014), утвержденными приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н;
- в области пожарной безопасности - Федеральным закон № 69-ФЗ от 21.12.1994 (с изменениями на 30.10.2018) «О пожарной безопасности» и постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме в Российской Федерации», Федеральным закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 (в ред. ФЗ от 29.07.2012 № 117-ФЗ, от 02.07.2013 № 185-ФЗ, от 03.07.2016 № 301-ФЗ, от 29.07.2017 № 244-ФЗ), СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ (в ред. ФЗ от 29.07.2018 № 252-ФЗ),
- и другие действующие законодательные акты на территории РФ.

4.2 При выполнении поверки комплекса находиться в специальной одежде и обуви, соответствующих требованиям ГОСТ 12.4.137-2001, ГОСТ 27574-87 и ГОСТ 27575-87.

5 Условия поверки

5.1 Поверку комплекса проводят в рабочих условиях эксплуатации, с соблюдением требований, установленных в эксплуатационной документации на комплекс и СИ, входящих в его состав.

5.2 Рабочая жидкость при проведении определения метрологических характеристик каждого стояка налива комплекса – газойль или рабочий нефтепродукт (допускается водой).

5.3 Требования к климатическим условиям:

- температура окружающего воздуха, °С:

- для УПМ

от минус 30 до плюс 40;

- технических средств постов налива
и контроллера MFX_4 System

от минус 46 до плюс 37;

от минус 50 до плюс 60;

- АРМ оператора

от плюс 10 до плюс 35;

- температура рабочей жидкости

от минус 15 до плюс 40.

5.4 Значение массового (объемного) расхода жидкости выбирается таким образом, чтобы время налива в мерник было не менее 30 с.

6 Подготовка к поверке

6.1 На поверку комплекса представляются следующие документы:

- свидетельство о предыдущей поверке комплекса (при выполнении периодической поверки) и (или) знак поверки в формуляре комплекса;

- формуляр на комплекс;

- руководство по эксплуатации комплекса;

6.2 Проверить соответствие условий проведения поверки требованиям раздела 5.

6.3 Проверить наличие действующих свидетельств о поверке на средства поверки и свидетельств об аттестации эталонов.

6.4 Проверить работоспособность средств поверки.

6.5 Средства поверки и вспомогательное оборудование готовятся к работе в соответствии с эксплуатационной документацией на них.

6.6 Все СИ и оборудование, входящие в состав комплекса, должны быть исправны. Комплекс должен быть смонтирован (установлен) на месте эксплуатации в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

6.7 В соответствии с заявлением владельца комплекса допускается проведение поверки отдельных стояков налива и (или) отдельных постов налива, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке комплекса и/или формуляре информации об объеме проведенной поверки.

6.8 При использовании в процессе поверки нефтепродуктов их физико-химические показатели должны соответствовать государственным стандартам и/или техническим условиям на нефтепродукты.

6.9 Мерник ПУ должен быть предварительно смочен рабочей жидкостью или ее заменителем.

7 Проведение поверки и обработка результатов

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- соответствие комплектности, маркировки и пломбировки составных частей комплекса требованиям эксплуатационной документации;

- надписи на составных элементах комплекса должны быть читаемыми и соответствовать эксплуатационной документации на них;

- отсутствие подтеков жидкости на сварных швах, в фланцевых соединениях трубопроводов и запорной арматуры и дефектов, влияющих на работоспособность комплекса и препятствующих применению комплекса;

- технологическая обвязка и запорная арматура должны быть технически исправны, не иметь дефектов, способных влиять на их работоспособность, протечки рабочей жидкости не допускаются;

- должны отсутствовать следы коррозии, слабо закрепленные и отсоединившиеся элементы рабочих гидравлических и электрических схем комплекса.

7.1.2 Результаты внешнего осмотра положительные, если выполняются все вышеперечисленные требования.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование проводят путем проверки функционирования комплекса в соответствии с порядком, изложенным в эксплуатационной документации. При этом, для каждого стояка налива, производят пробный налив в мерник ПУ минимальной дозы в объеме 2000 дм³.

7.2.2 Результаты опробования считают положительными, если работа комплекса и его составных частей проходит в соответствии с эксплуатационной документацией на них.

7.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)

7.3.1 Проверку идентификационных данных ПО производить путем сличения идентификационных данных ПО, указанных в эксплуатационной документации на комплекс, с идентификационными данными ПО, отображаемыми на дисплее контроллера MFX_4 System, имеющем рабочее ПО (РПО), и на АРМ оператора с установленным внешним ПО (ВПО).

7.3.2 Для проведения идентификации ПО контроллера MFX_4 его необходимо перезагрузить. Во время загрузки на дисплее отображается версия ПО. Наименование РПО указано в описании типа контроллера. Так же допускается проверка через приложение MFX Explorer на АРМ оператора.

7.3.3 Идентификация ВПО выполняется путем запуска приложения «Проверка MD5» на рабочем столе АРМа оператора с ПО Konal3.0.

7.3.4 Результаты идентификации положительные, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в таблицах 1 - 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные РПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MFX_4 Controller
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.5.9

Таблица 2 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	libKonal.1.0.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0	
Цифровой идентификатор ПО	3c67c213ba5f96181570521cd95f24a4	5989604004a84426af0116b11e89488e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

7.4 Определение МХ

7.4.1 Определение МХ комплекса производится комплектной поверкой комплекса на месте эксплуатации с использованием ПУ, с применением рабочих жидкостей, применяемых при эксплуатации, или жидкостей заменителей, в соответствии с п.п. 7.4.2-7.4.3.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы жидкости

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы жидкости каждого стояка налива производить с помощью ПУ путем сравнения результата измерений массы жидкости при наливе в мерник ПУ с помощью комплекса, с результатом измерений массы жидкости в мернике ПУ с помощью ПУ.

7.4.2.2 В соответствии с требованиями эксплуатационной документации комплекса выполнить необходимые операции для заполнения мерника ПУ жидкостью минимальной массой дозы 1570 кг – для дизельных топлив и 1500 кг – для керосина.

Примечание – Для нижнего налива – массомер и трубопровод между ним и точкой передачи должны быть полностью наполнены жидкостью в течении измерений и во время периодов остановок потока.

7.4.2.3 Относительную погрешность измерений массы жидкости, для каждого i -го стояка налива, %, определять по формуле

$$\delta M_i = \frac{(M_{изми} - K \cdot M_{ПУni})}{K \cdot M_{ПУni}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $M_{изми}$ – масса жидкости, налитая в мерник ПУ, по показаниям комплекса, для i -го стояка налива, кг;

K – коэффициент, учитывающий поправку на выталкивающую силу воздуха, при взвешивании мерника ПУ в воздухе;

$M_{ПУni}$ – масса жидкости по показаниям ПУ, для i -го стояка налива, кг.

7.4.2.4 Коэффициент (K), учитывающий поправку при взвешивании в воздухе, определяют по формуле

$$K = \frac{\rho_{15(20)} \cdot (\rho_z - \rho_a)}{\rho_z \cdot (\rho_{15(20)} - \rho_a)}, \quad (2)$$

где $\rho_{15(20)}$ – плотность жидкости, приведенная к плотности при температуре 15 °С или 20 °С (из Паспорта наливаемого нефтепродукта), кг/м³;

ρ_z – плотность материала гирь при поверке весов, принимать $\rho_z = 8000$ кг/м³;

ρ_a – плотность воздуха при температуре t , кг/м³.

7.4.2.5 Плотность воздуха определять по приложению А настоящей методики измерений или рассчитать по формуле

$$\rho_a = \frac{0,4648 \cdot P}{273,15 + t_a}, \quad (3)$$

где P – атмосферное давление, мм рт. ст.;

t – температура окружающего воздуха, °С.

7.4.2.6 Допускается при расчётах относительной погрешности измерений массы нефтепродукта по формуле (2) использовать среднее значение коэффициента $K=1,001$.

7.4.2.7 Операции по определению относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, производить не менее трех раз.

7.4.2.8 Результаты определения относительной погрешности измерений массы жидкости считаются положительными, если полученные значения, для каждого i -го стояка налива, не превышают допускаемых пределов относительной погрешности измерений массы жидкости $\pm 0,25$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколами произвольной формы.

8.2 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке, оформленным в соответствии с действующими нормативными правовыми документами и (или) записью в формуляр на комплекс, с обязательным указанием информации об объеме проведенной поверки, заверяемой подписью поверителя, проводившего поверку, и знаком поверки.

8.3 Производят пломбировку клемных коробок, электронных преобразователей и фланцев счетчиков-расходомеров массовых СМФ300 из состава комплекса в соответствии с их эксплуатационными документами или как для аналогичных СИ в соответствии с МИ 3002-2006 или как представлено в приложении Б на рисунке Б.1.

8.4 При отрицательных результатах поверки комплекс к применению не допускают, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют, и в соответствии с действующими нормативными правовыми документами оформляют «Извещение о непригодности к применению».

Начальник управления
метрологии ЗАО КИП «МЦЭ»



В.С. Марков

Приложение А
(справочное)

Плотность воздуха в зависимости от давления и температуры

Таблица А.1

$t_{в},$ °С	$\rho_{в},$ кПа								
	96,0	97,0	98,0	99,0	100,0	101,0	101,3	102,0	103
0	1,224	1,237	1,250	1,263	1,275	1,288	1,293	1,301	1,314
2	1,216	1,228	1,240	1,253	1,266	1,279	1,283	1,291	1,304
4	1,207	1,219	1,232	1,244	1,257	1,270	1,274	1,282	1,295
6	1,198	1,211	1,223	1,236	1,248	1,260	1,265	1,273	1,285
8	1,190	1,202	1,214	1,227	1,239	1,252	1,256	1,264	1,276
10	1,181	1,193	1,206	1,218	1,230	1,243	1,247	1,255	1,267
12	1,173	1,185	1,197	1,210	1,222	1,234	1,238	1,246	1,258
14	1,165	1,177	1,189	1,201	1,213	1,225	1,229	1,238	1,250
16	1,157	1,169	1,181	1,193	1,205	1,217	1,221	1,229	1,241
18	1,149	1,161	1,173	1,185	1,200	1,209	1,212	1,221	1,232
20	1,141	1,153	1,165	1,177	1,188	1,200	1,204	1,212	1,224
22	1,133	1,145	1,157	1,169	1,180	1,192	1,196	1,204	1,216
24	1,126	1,137	1,149	1,161	1,172	1,184	1,188	1,196	1,208
26	1,118	1,130	1,141	1,153	1,165	1,176	1,180	1,188	1,200
28	1,111	1,122	1,134	1,145	1,157	1,168	1,172	1,180	1,192
30	1,103	1,115	1,126	1,138	1,149	1,161	1,164	1,172	1,184
32	1,096	1,107	1,119	1,130	1,142	1,153	1,157	1,165	1,176
34	1,185	1,198	1,210	1,222	1,235	1,247	1,251	1,259	1,272

Приложение Б
(обязательное)

**Схема пломбировки клемной коробки, электронного преобразователя и
фланцев счетчика-расходомера массового CMF300**

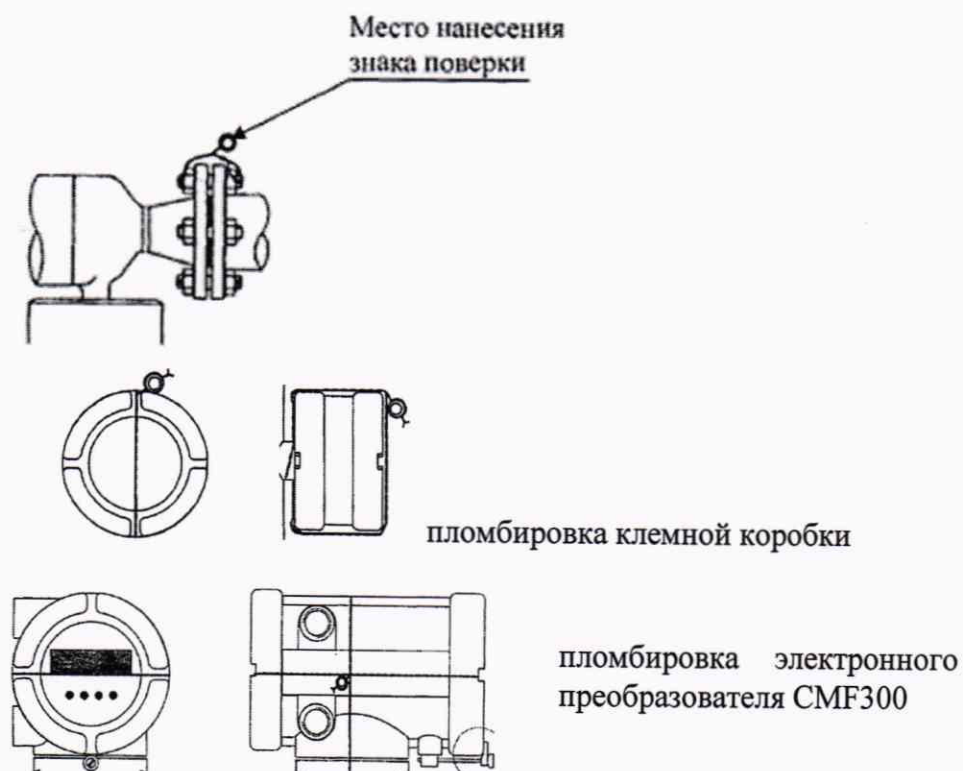


Рисунок Б.1 - Схема пломбировки клемной коробки, электронного преобразователя и
фланцев счетчика-расходомера массового CMF300