

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОНСАЛТИНГО-ИНЖИНИРИНГОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»
(ЗАО КИП «МЦЭ»)

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров

« 11 / 11 » 2021 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексе измерения массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск

Методика поверки

МЦКЛ.0301.МП

г. Москва
2021 г.

1 Общие положения

Данная методика распространяется на Комплекс измерения массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск (далее – комплекс) изготовленный акционерным обществом «Брянскнефтепродукт» (АО «Брянскнефтепродукт»), Россия, и устанавливает методику его первичной (до ввода в эксплуатацию и после ремонта) и периодической (в процессе эксплуатации по истечению интервала между поверками) поверок.

Поверка производится комплектно по 2-м измерительным линиям, включающим счётчики-расходомеры массовые (по одному на каждой измерительной линии) Micro Motion (модель CMF 300 с преобразователем RFT 9739), контроллер Simatic S7-400 для передачи измерительной информации от расходомеров массовых на АРМ оператора по цифровым каналам и АРМ оператора.

Комплекс предназначен для измерений массы светлых нефтепродуктов и передачи значения массы в автоматизированную информационную систему учёта и контроля движения нефтепродуктов в товаропроводящей сети компании (далее – АИСТПС).

Прослеживаемость комплекса к государственному первичным эталонам обеспечивается выполнением требований Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости ГЭТ 63-2017, при обеспечении соотношения погрешности результатов многократных измерений, выполненных с использованием эталона и поверяемого им комплекса, равного 1 : 3 при поверке методом непосредственного сличения.

Первичную и периодическую поверки осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

Интервал между поверками один год.

2 Перечень операций поверки

2.1 При поверке комплекса должны выполняться следующие операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операций	Номер пункта методики	Необходимость проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	7	да	да
2 Подготовка а поверке и опробование	8	да	да
3 Проверка герметичности	9	да	да
4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения	10	да	да
5 Определение метрологических характеристик	11	да	да
6			
7 Оформление результатов поверки	13	да	да

3 Требования к условиям поверки

3.1 Поверка проводится на месте эксплуатации комплекса.

3.2 Поверка по всем пунктам, проводится при любом из сочетаний значений влияющих факторов, соответствующих условиям эксплуатации поверяемого комплекса и средств поверки. Измерения условий окружающей среды проводят с помощью средств поверки.

3.3 Условия поверки должны соответствовать условиям эксплуатации средств поверки и средств измерений, входящих в состав комплекса.

3.3 Средства измерений, входящие в состав комплекса, должны быть исправны.

3.4 Рабочая жидкость при проведении поверки – дизельное топливо.

3.5 Параметры электропитания:

- напряжение переменного тока, В 220⁺²²;₋₃₃
- частота тока, Гц 50±1.

3.6 Внешнее электрическое и магнитное поля, кроме геомагнитного поля, отсутствуют.

3.7 Механическая вибрация, тряска и удары, влияющие на работу комплекса, отсутствуют.

3.8 Давление в трубопроводах при наливе продуктов от 0,25 до 1,0 МПа.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.4 Поверку комплекса должны проводить 2 человека прошедших обучение и проверку знаний, требований безопасности в соответствии с разделом 6 настоящего документа, в том числе поверитель и оператор товарный, назначенный начальником смены.

4.2 В качестве поверителя, к поверке допускаются лица, достигшие 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 средства поверки, комплекс КИМ-2Т-Брянск, а также средства измерений и оборудование, входящее в его состав.

4.3 Поверитель и оператор товарный, участвующие в поверке комплекса должны иметь группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, пройти инструктаж по охране труда на рабочем месте.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки должны применяться средства поверки, требования к которым приведены в таблице 2.

Таблица 2

Метрологические и технические требования к средствам поверки	Средства поверки, рекомендованные для применения	Номера пунктов методики поверки
Рабочие эталоны 1-го или 2-го разряда объема в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 7.02.2018 № 256 – Установки поверочные с расходомером от 0,01 до 16000 т/ч, суммарной погрешностью при измерений объема (пределами допускаемой относительной погрешности) ±0,1 %	Установка эталонная ПАКВиК-2, регистрационный номер 71746-18, с диапазоном измерений массового расхода от 4 до 530 т/ч, с пределами допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода жидкости ±0,09 % (далее – УЭ)	8, 11
Термометр с диапазоном измерений, соответствующим диапазону температуры окружающего воздуха и пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,5 °С	Термогигрометр ИВА-6Н-КП-Д, регистрационный номер 46434-11, диапазон измерений температуры от 0 °С до плюс 60 °С, основная допускаемая погрешность	8, 11

Метрологические и технические требования к средствам поверки	Средства поверки, рекомендованные для применения	Номера пунктов методики поверки
Измеритель влажности воздуха, с диапазоном измерений от 0 % до 85 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ %	измерения температуры $\pm 0,3$ °С, диапазон измерения относительной влажности от 0 % до 98 %, допускаемая основная абсолютная погрешность: при 23 °С в диапазоне от 0 % до 90 % не более ± 2 %, в диапазоне от 90 % до 98 %, не более ± 3 %; диапазон измерения атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, с погрешностью $\pm 2,5$ гПа	8, 11
Измеритель атмосферного давления (барометр) с диапазоном измерений от 813,3 до 1053 гПа (от 610 до 790 мм рт.ст.) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 гПа ($\pm 1,9$ мм. рт. ст.)	от 0 % до 90 % не более ± 2 %, в диапазоне от 90 % до 98 %, не более ± 3 %; диапазон измерения атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, с погрешностью $\pm 2,5$ гПа	8, 11

5.2 Возможно применение средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемого комплекса.

5.3 Эталоны единиц величин (средства измерений) должны быть аттестованы (поверены) в установленном порядке и иметь действующие свидетельства об аттестации (свидетельства о поверке или знаки поверки).

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, изложенные в ЭД на комплекс и средства поверки.

6.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности в соответствии со следующими документами:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте.
- Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасных средах»;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности: «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)»;
- ГОСТ 31441.1-2011 (EN13463-1:2001) «Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах»;
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).
- Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).
- Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением.

6.3 Надписи и условные знаки, выполненные для обеспечения безопасной эксплуатации средств поверки, должны быть четкими.

6.4 Доступ к средствам измерений и обслуживаемым при поверке элементам оборудования должен быть свободным.

6.5 Опасными производственными факторами при проведении поверки является высокое напряжение электрической сети питания.

6.6 Поверителя обеспечивают средствами индивидуальной защиты в соответствии с действующими типовыми нормами и требованиями.

7 Внешний осмотр

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- наличие документации на комплекс и средства поверки, в том числе:
 - 3790220/0385Д.РЭ Комплекс измерения массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск. Руководство по эксплуатации;
 - 3790220/0385Д.ФО Комплекс измерения массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск. Формуляр;
 - МЦКЛ.0459.М-2020 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений комплексом измерений массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск;
- описание типа на Комплекс измерения массы нефтепродуктов КИМ-2Т-Брянск;
- свидетельство о предыдущей поверке комплекса (по отдельному заявлению, при периодической поверке);
- ЭД на средства измерений, входящие в состав комплекса.
- соответствие комплектности, маркировки и монтажа составных частей комплекса требованиям ЭД;
- наличие и целостность пломб:
 - на СИ из состава комплекса, места нанесения в соответствии с ЭД на данные СИ;
 - в местах, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений.
- отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

7.3 При выявлении несоответствий, такие несоответствия устраняют, в случае невозможности устранить данные несоответствия поверку комплекса прекращают и переходят к п. 13.4.

8 Подготовка поверке и опробование

8.1 Подготовить к поверке комплекс и средства поверки согласно требованиям ЭД.

8.2 Проверить условия поверки.

8.3 Изучить представленную согласно 7.1 документацию.

8.4 Произвести подключение УЭ к комплексу в соответствии с требованиями ЭД на комплекс и установку.

8.5 Опробование комплекса проводят в соответствии с руководством по эксплуатации 3790220/0385Д.РЭ. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

- прием от АИС ТПС значения массы партии нефтепродукта, заданной для приёма по трубопроводу;
- регулирование массового расхода нефтепродукта в измерительных линиях с использованием задвижки, установленной на трубопроводе, подключенном к выходу УЭ;
- отображение текущей измеренной и заданной массы партии нефтепродукта;
- отображение значений технологических параметров;
- отображение состояния технологического оборудования;
- формирование оператором команд для управления режимами приёма нефтепродуктов;
- контролируются наличие утечек через задвижки, сливные краны, места соединения оборудования. Контроль ведётся визуально на эксплуатационных режимах.

9 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)

9.1 Идентификацию ПО производить в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации 3790220/0385Д.РЭ путем сравнения полученных данных с идентификационными данными, указанными в приложении к свидетельству об утверждении типа на комплексы и в таблице 3 настоящего документа.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KIM-2TAPM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V 001.2021
Цифровой идентификатор ПО	EF19868F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

10 Определение метрологических характеристик

10.1 Определение метрологических характеристик комплекса производится с помощью УЭ, путём измерений массы принятого дизельного топлива через каждую измерительную линию на расходах (55 ± 5) , (80 ± 8) и (100 ± 10) т/ч.

10.2 Требуемое значение расхода устанавливают начиная от его максимального значения в сторону уменьшения или от минимального значения расхода в сторону увеличения.

10.3 Для определения относительной погрешности комплекса при измерении массы нефтепродукта в j -ой точке диапазона измерений массового расхода, выполняют следующие операции:

- с использованием АРМ оператора формируют задание на приём количества (массы) нефтепродукта, достаточного, чтобы за это время выставить необходимый массовый расход и производят пуск процесса приёмки;

- с помощью запорной арматуры с ручным приводом, расположенной на измерительных линиях комплекса, по показаниям эталонного массомера устанавливают требуемое значение массового расхода;

- переводят индикатор эталонного массомера УЭ в режим индикации массы, и регистрируют показания $M_{Эj}$ в протоколе испытаний.

- с использованием АРМ оператора формируют задание на приём наименьшего количества (массы) нефтепродукта и производят пуск процесса приёмки.

- в процессе приёмки регистрируют температуру и давление рабочей жидкости.

- после завершения процесса приёмки нефтепродукта (насосы остановлены, показания эталонного массомера не изменяются регистрируют показания эталонного массомера $M_{Эj}$, а также значение массы принятого нефтепродукта, M_j , измеренной комплексом по показаниям АРМ оператора в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

10.4 Операции по п.10.3 выполняют для рабочей линии 5 раз, для резервной линии 7 раз.

11 Подтверждение соответствия комплекса метрологическим требованиям

11.1 Обработку результатов измерений для определения метрологических характеристик комплекса выполняют отдельно для каждой измерительной линии комплекса по следующему алгоритму

11.1.1 Вычисляют массу рабочей жидкости, t , измеренную с помощью эталонного массомера УЭ за время i -го измерения на j -ом диапазоне массового расхода по формуле

$$M_{Эji} = M_{Э2ji} - M_{Э1ji} \quad (1)$$

11.1.2 Вычисляют относительную погрешность комплекса при измерении массы нефтепродуктов за время i -го измерения, в j -ом диапазоне массового расхода, %

$$\delta_{ji} = \frac{M_{ji} - M_{Эji}}{M_{Эji}} \cdot 100 \quad (2)$$

где M_{ji} - значение массы принятого нефтепродукта, измеренной измерительной линией комплекса за время i -го измерения, в j -ом диапазоне массового расхода по показаниям АРМ оператора, т;

$M_{эji}$ - значение массы принятого нефтепродукта за время i -го измерения, в j -ом диапазоне массового расхода по показаниям эталонного массомера УЭ, т.

11.1.3 Границу относительной погрешности в j -ом диапазоне массового расхода вычисляют по формуле

$$\delta_{илj} = \max(\delta_{илji}) \quad (3)$$

11.1.4 Границу относительной погрешности комплекса в рабочем диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формуле

$$\delta = \max(\delta_{илj}) \quad (3)$$

11.2 Рабочая измерительная линия комплекса допускается к применению при выполнении условий

$$\delta \leq 0,25 \% \quad (4)$$

11.3 Контрольно-резервная измерительная линия комплекса допускается к применению при выполнении условий

$$\delta \leq 0,20 \% \quad (6)$$

11.4 Если данные условия не выполняются, поверка прекращается, и переходят к п. 12.4.

11.5 Забракованная измерительная линия может быть представлена на поверку повторно, после устранения причин, вызвавших ухудшение её метрологических характеристик.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки по форме, приведённой в приложении А.

12.2 Производят пломбировку комплекса, как показано на рисунке 1 с нанесением знака поверки, пломбировка СИ, входящих в состав комплекса производится в соответствии с их ЭД и/или в соответствии с МИ 3002-2006.

12.3 Свидетельство о поверке на комплекс оформляют в соответствии с требованиями действующего законодательства.

12.4 Если комплекс по результатам поверки признан непригодным к применению (результаты проверки хотя бы по одному пункту отрицательные) выписывается извещение о непригодности к применению.

12.5 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.