

**УТВЕРЖДАЮ**

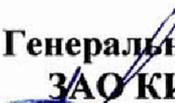
**Управляющий директор  
ООО «Камышинский опытный  
завод»**

  
**А.В. Кузьмин**  
«15» ~~сентября~~ августа 2017 г.



**УТВЕРЖДАЮ**

**Генеральный директор  
ЗАО КИП «МЦЭ»**

  
**А.В. Федоров**  
2017 г.



## **КОМПЛЕКСЫ ТИПА СДК**

Методика поверки

**СДК 01.00.00.000 МПСИ**

Москва  
2017 г.

## Содержание

1	ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....	3
2	СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	4
3	УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ .....	4
4	МЕТОДЫ ПОВЕРКИ.....	5
4.1	Проверка соответствия комплекса эксплуатационной документации .....	5
4.2	Проверка журнала юстировок.....	5
4.3	Опробование .....	6
4.4	Идентификация программного обеспечения (ПО) .....	6
4.5	Определение МХ комплекса при измерении объема нефтепродукта.....	6
5	ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ .....	7
6	ПЛОМБИРОВКА .....	7

Настоящая методика устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки комплексов типа СДК (далее – комплекс).

Первичная поверка комплексов проводится до ввода в эксплуатацию или после ремонта, а периодическая поверка комплексов проводится в процессе эксплуатации.

Первичную и периодическую поверку проводят органы Государственной метрологической службы или юридические лица, аккредитованные на право поверки в соответствии с действующим законодательством.

Также первичную поверку проводят после замены средств измерений утвержденного типа, входящих в состав комплексов, периодическую по истечении срока интервала между поверками.

Интервал между поверками – два года.

Допускается проведение поверки комплекса не в полном объеме в соответствии с заявлением владельца, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке и протоколе поверки комплекса 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
Проверка соответствия комплекса требованиям эксплуатационной документации	4.1	+	+
Проверка журнала юстировок	4.2	+	+
Опробование	4.3	+	+
Идентификация программного обеспечения (ПО)	4.4	+	+
Определение метрологических характеристик (МХ) комплексов при измерении объема.	4.5	+	+
Определение МХ комплекса при измерении объема нефтепродукта	4.5.1	+	+
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
Установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ с номинальной вместимостью мерника 2000 дм <sup>3</sup> при 20 °С и относительными погрешностями при измерениях объема ±0,05 % и массы ±0,04 % (далее – УПМ-2000).
Термометр электронный «ЕхТ-01/1» с диапазоном измерений температуры от -40 до +130 °С и пределом допускаемой основной абсолютной погрешности ±0,1 °С.

2.3 Допускается применение других средства поверки, не указанных в таблице 2, обеспечивающих определение (контроль) метрологических характеристик комплекса 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, проводится при любом из сочетаний значений влияющих факторов, соответствующих условиям:

- температура измеряемой среды, °С:
  - для нефти и светлых нефтепродуктов от -20 до +35
  - для технических жидкостей от -20 до +50
- температура окружающей среды, °С от -40 до +50
- влажность окружающей среды, %, не более 95
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7

3.1.1 Параметры электропитания от сети переменного тока:

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

3.1.2 Отсутствие внешних электрических и магнитных полей, кроме геомагнитного поля.

3.1.3 Отсутствие механической вибрации, тряски и ударов, влияющих на работу комплекса.

3.1.4 Средства измерений, входящие в состав комплекса, должны быть исправны и поверены.

3.1.5 Давление в трубопроводах при наливе 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:

- правилами безопасности труда, действующими в том месте, где проводят поверку комплекса;

- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации на комплекс, а также в документах на методики поверки СИ, входящих в состав комплекса;

- «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.

### 3.2.2 Требования к персоналу, проводящему поверку

3.2.3 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 комплекс, испытательное оборудование и эталонные средства измерений.

3.2.4 К обработке результатов измерений допускают лиц изучивших настоящую методику.

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

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

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

## 4 МЕТОДЫ ПОВЕРКИ

### 4.1 Проверка соответствия комплекса эксплуатационной документации

4.1.1 Проводят внешним осмотром, при этом устанавливают:

- соответствие комплектности, маркировки, монтажа и пломбировки составных частей комплекса 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 комплекса требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

4.1.3 При выявлении несоответствий, такие несоответствия устраняют.

### 4.2 Проверка журнала юстировок комплекса

4.2.1 В комплексе предусмотрена возможность электронной юстировки. Количество проведенных юстировок фиксируется в необнуляемой памяти контроллера. Информация по количеству юстировок выводится на дисплей АРМ оператора или пульт управления.

4.2.2 При поверке необходимо фиксировать значение количества юстировок отображаемое на дисплее АРМ оператора или пульта управления.

### 4.3 Опробование

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

4.3.2 Результаты опробования считают положительными, если работа комплекса проходит в соответствии с эксплуатационной документацией и комплекс не выдает никаких сообщений об ошибке.

### 4.4 Идентификация программного обеспечения (ПО)

4.4.1 Комплекс имеет резидентное программное обеспечение (устанавливается в контроллер управления комплексом при изготовлении), данное ПО в процессе эксплуатации комплекса не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс, идентификационные данные приведены в таблицах 3 и 4. Внешнее программное обеспечение устанавливается на автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), данное ПО защищено с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий, идентификационные данные приведены в таблице 5.

4.4.2 Проверку соответствия РПО и ВПО производят путем сравнения идентификационных данных, указанных в приложении к свидетельству об утверждении типа на комплекс и в таблицах 3, 4 и 5 настоящего документа, с данными, отображаемыми на дисплее АРМ оператора при запуске комплекса.

Таблица 3 – Идентификационные данные РПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Топаз
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 501
Цифровой идентификатор ПО	5BA9 hex (23465 dec)
Номер версии метрологически значимой части ПО	65 hex (101 dec)

Таблица 4 – Идентификационные данные РПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Метройл
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.X.X
Цифровой идентификатор ПО	-
Номер версии метрологически значимой части ПО	-

Таблица 5 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АРМ СДК
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.X.X
Цифровой идентификатор ПО	-
Номер версии метрологически значимой части ПО	-

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

4.4.4 Результаты поверки заносят в протокол поверки.

### 4.5 Определение МХ комплекса при измерении объема 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 комплекса:
  - объем нефтепродукта, м<sup>3</sup>;
- по показаниям поверочного оборудования:
  - объем нефтепродукта, м<sup>3</sup>;
  - температура нефтепродукта, °С.

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

4.5.1 Определение МХ комплекса при измерении объема нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений объема нефтепродукта при наливе с помощью комплекса 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 1 (в случае применения другого поверочного оборудования в эксплуатационной документации на которое указан иной способ вычисления действительного значения объема, пользуются им).

$$V_{УПМ(i)} = V_{УПМ(i)} + V_{УПМ(i)} \cdot 3L \cdot (t(i) - 20), \quad (1)$$

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

$L$  - 0,000012  $°C^{-1}$ ;

$t(i)$  – температура нефтепродукта в мернике УПМ-2000 измеренная ЕхТ-01/1,  $°C$ .

Значение относительной погрешности измерения объема нефтепродукта для каждого налива вычисляют по формуле 2.

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

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

4.5.2 Результаты поверки по п. 4.4.1–4.4.3 считают положительными, если погрешности измерений объема нефтепродукта для каждого рассчитанного значения, не более:

- объема нефтепродукта при отпуске ( $dV_{(i)}$ )  $\pm 0,25 \%$

4.5.3 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 в соответствующий раздел паспорта на комплекс.

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

## 6 ПЛОМБИРОВКА

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