

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
ФГУП «СНИИМ»



Е.С. Коптев

«28» августа 2017 г.

Комплексы топливозаправочные модернизированные ТЗК-100М Повалихинской  
нефтебазы ПАО «НК «Роснефть» - Алтайнефтепродукт»

Методика поверки

МП-108-РА.RU.310556-2017

г. Новосибирск

2017 г.

Настоящая методика поверки распространяется на комплексы топливозаправочные модернизированные ТЗК-100М Повалихинской нефтебазы ПАО «НК «Роснефть» - Алтайнефтепродукт» (далее – комплексы), предназначенные для измерений массы, объема, плотности и температуры нефтепродуктов, отпускаемых в автоцистерны при верхнем дозированном автоматизированном наливе и устанавливает методы их первичной и периодической поверки.

Первичная и периодическая поверка проводится на месте эксплуатации.

Первичную поверку проводят после ввода комплекса в эксплуатацию и после ремонта, периодическую по истечении срока интервала между поверками.

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

Интервал между поверками – 1 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 методики поверки
1 Внешний осмотр	6.1
2 Опробование	6.2
3 Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3
4 Определение метрологических характеристик	6.4

1.2 При получении отрицательного результата при проведении какой-либо из операций поверка прекращается.

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют средства, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
6.4	Плотномер Densito 30PX Диапазон измерений от 0,6 до 2,0 г/см <sup>3</sup> ПГ ±0,001 г/см <sup>3</sup>
6.3.1	Весы неавтоматического действия СТАВ мод. СТАВ-3/1, ТУ 4274-009-10897043-2014, Диапазон измерений от 0,02 до 3 т; ПГ±1 кг в диапазоне взвешивания св. 0,5 до 2 т включ.
6.4	Мерник эталонный 2-го разряда М2Р-2000-01, ТУ-4381-002-50618805-00, номинальная вместимость 2000 дм <sup>3</sup> , ПГ ± 0,1 %
6.3.1	Измеритель температуры многоканальный прецизионный «Термоизмеритель ТМ-12.4», ТУ 4211-014-39120772-06, диапазон измерений от минус 50 до 200 °С; ПГ ±0,05 °С в диапазоне от 0 до 100 °С; ПГ ±0,1 °С в диапазонах от минус 50 до 0 °С и от 100 до 200 °С;
6.3, 6.4	Психрометр аспирационный М-34, ТУ 25-1607.054-85, диапазон измерения влажности от 10 до 100 % при температуре от 5 до 40 °С
	Измеритель абсолютного и дифференциального давления газа МБГО-2, ТУ 4212-304-57888324-2008, диапазон измерений абсолютного давления от 40 до 150 кПа; ПГ ±(30+0,001·Р) Па в диапазоне от 60 до 110 кПа;

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
	ПГ $\pm(50+0,001 \cdot P)$ Па в диапазоне от 40 до 60 кПа и от 110 до 150 кПа, где P – измеряемое абсолютное давление
Примечания: 1 Все средства измерений, должны иметь действующие свидетельства о поверке 2 Допускается использование других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик комплексов с требуемой точностью.	

### 3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

- правилами безопасности труда, действующими на Повалихинской нефтебазе ПАО «НК «Роснефть» - Алтайнефтепродукт»;
- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации на комплексы и средства поверки;
- ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- ПБ -09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
- другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности.

3.2 Поверка комплексов должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 100 В, прошедшими инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности, изучившими эксплуатационную документацию на комплексы.

### 4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 Условия поверки комплексов должны соответствовать условиям его эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

4.2 Условия эксплуатации комплексов:

- температура измеряемой среды от -40 до +50 °С
- температура окружающего воздуха в месте расположения:
  - гидравлической части комплекса от -40 до +50 °С
  - подсистемы управления от +10 до +35 °С
- относительная влажность воздуха в месте расположения:
  - гидравлической части комплекса от 30 до 90 %
  - подсистемы управления от 40 до 80 %
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

4.3 Поверочная жидкость бензин по ГОСТ Р 51866-2002 или дизельное топливо по ГОСТ 52368-2005.

### 5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 На поверку комплекса представляют следующие документы:

- свидетельство о предыдущей поверке (при выполнении периодической поверки);
- Руководство по эксплуатации комплекса;
- Формуляр.



- 5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:
- выполняют мероприятия по обеспечению условий безопасности;
  - проверяют наличие действующих свидетельств или отметок о поверке на средства измерения, перечисленные в таблице 2.
  - проверяют соблюдение условий поверки, установленных в разделе 4.
  - устанавливают весы по уровню на ровной и твердой поверхности и на грузоприемную платформу устанавливают по уровню мерник;
  - подготавливают к работе средства поверки в соответствии с их эксплуатационной документацией;
  - изучают документацию, приведенную в п. 5.1.

## 6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 6.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие комплекса следующим требованиям:

- комплекс не должен иметь повреждений и дефектов, влияющих на работоспособность;
- место установки контроллера в шкафу управления должно быть опломбировано изготовителем (при первичной поверке) или поверителем (при периодической поверке);
- комплектность комплекса должна соответствовать перечню СИ и оборудования, приведенному в формуляре;
- надписи и обозначения на элементах комплекса должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

Результаты считают положительными, если он соответствует перечисленным выше требованиям.

### 6.2 Опробование

6.2.1 Опробование комплекса проводят на рабочей жидкости.

6.2.2 Подготовить комплекс к работе в соответствии с указаниями в Руководстве по эксплуатации, на АРМ оператора задать дозу выдачи нефтепродукта и налить в мерник для смачивания.

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

### 6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения

#### 6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО

6.3.1.1 Перейти в каталог, в котором расположена контролирующая утилита Echeck (исполняемый файл echeck.exe). Права доступа должны позволять запустить утилиту Echeck на выполнение и наблюдать результаты работы в графическом окне (рисунок 1).



Рисунок 1 – окно утилиты Echeck после запуска

- 6.3.1.2 Сличить самоидентификатор утилиты Echeck с указанным на рисунке. Если идентификаторы не совпадают, приостановить проверку и принять меры для получения подлинного экземпляра утилиты.
- 6.3.1.3 В окне программы Echeck нажать кнопку «Проверить файл», в открывшемся диалоговом окне выбора файла выбрать файл с именем OilD.exe.
- 6.3.1.4 Сличить значение хэш-функции MD5 для файла OilD.exe, выведенное в поле «Значение MD5 цели» окна программы Echeck с соответствующим значением, указанным в качестве идентификационного признака в описании типа и таблице 3.
- 6.3.1.5 В окне программы Echeck нажать кнопку «Проверить файл», в открывшемся диалоговом окне выбора файла выбрать файл с именем CalcMeasure.dll.
- 6.3.1.6 Сличить значение хэш-функции MD5 для файла CalcMeasure.dll, выведенное в поле «Значение MD5 цели» окна программы Echeck с соответствующим значением, указанным в качестве идентификационного признака в описании типа и таблице 4.

Таблица 3 - Идентификационные признаки исполняемого файла автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	OilD.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	9.8.5.5
Цифровой идентификатор ПО	CA93FB4449CC7B4B4600FDFECE76B524
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Другие идентификационные данные, если имеются	–

Таблица 4 - Идентификационные признаки библиотеки функций автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcMeasure.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не присвоен
Цифровой идентификатор ПО	439044DA6C25CFAB4FDC36D3E455A447
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Другие идентификационные данные, если имеются	–

- 6.3.1.7 Результат проверки идентификационных данных ПО комплекса считают положительным, если значения хэш-функции MD5 для исполняемого файла и библиотеки функций совпадают с соответствующими значениями, указанными в качестве идентификационных признаков в описании типа и таблицах 3 и 4.

6.3.2 Проверка защиты ПО от несанкционированного доступа

- 6.3.2.1 Проверку защиты ПО от несанкционированного доступа на программном уровне проводить следующим образом:

- проверить корректность реализации управления доступом пользователя к программному обеспечению и данным при вводе неправильных логина или пароля пользователя;



- проверить регистрацию действий пользователей в журнале событий;
  - проверить возможность получения доступа без авторизации пользователя.
- 6.3.2.2 Результат проверки считать положительным, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций программного обеспечения АРМ оператора, в журнале событий фиксируются события, связанные с действиями, производимыми над комплексом.

#### 6.4 Определение метрологических характеристик

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

- по показаниям АРМ оператора:
  - объем нефтепродукта, м<sup>3</sup>;
  - массу нефтепродукта, кг;
  - плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;
  - температуру нефтепродукта, °С.
- по показаниям поверочного оборудования:
  - объем нефтепродукта, м<sup>3</sup>;
  - массу нефтепродукта, кг;
  - плотность нефтепродукта, кг/м<sup>3</sup>;
  - температуру нефтепродукта, °С.

6.4.2 При поверке комплекса производят не менее трех наливов.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродукта определяют путем сравнения результата измерений массы нефтепродукта при наливе с помощью комплекса с результатом измерений массы нефтепродукта с помощью весов.

6.4.4 Относительную погрешность комплекса для каждого налива  $\delta_M$ , %, при измерении массы вычисляют по формуле:

$$\delta_M = \frac{M_K - M_{эм} \cdot K_v}{M_{эм} \cdot K_v} \times 100 \quad (1)$$

где

$M_K$  - значение массы нефтепродукта, измеренное комплексом, кг

$M_{эм}$  - значения массы нефтепродукта, по показаниям весов, кг

$K_v$  - коэффициент, учитывающий поправку при взвешивании на воздухе, вычисляют по формуле:

$$K_v = \frac{1 - \frac{\rho_v}{\rho_m}}{1 - \frac{\rho_v}{\rho_{ж}}} \quad (2)$$

где

$\rho_v$  - плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_v = 1,23$  кг/м<sup>3</sup>)

$\rho_m$  - плотность материала гирь для поверки весов, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_m = 8000$  кг/м<sup>3</sup>)

$\rho_{ж}$  - плотность измеряемой среды, кг/м<sup>3</sup>.

Результаты проверки считать положительными, если для каждого рассчитанного значения относительная погрешность измерений массы не превышает  $\pm 0,25$  %.

6.4.5 Определение относительной погрешности измерений объема определяют путем сравнения результата измерений объема нефтепродукта при наливе с помощью комплекса с результатом измерений объема нефтепродукта по показаниям мерника.

6.4.6 Относительную погрешность измерений объема для каждого налива вычисляют по формуле:

$$\delta_v = \frac{V_K - V_{эм}}{V_{эм}} \cdot 100\% \quad (3)$$

где  $V_K$  – объем топлива по показаниям комплекса,  $\text{м}^3$   
 $V_{эм}$  – объем топлива в мернике,  $\text{м}^3$ , определяемый по формуле

$$V_{эм} = V_{изм} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_m \cdot (t_m - 20)] \quad (4)$$

где  $V_{изм}$  – показания эталонного мерника,  $\text{м}^3$ ;  
 $\alpha_m$  – коэффициент линейного расширения материала стенок эталонного мерника, указанный в эксплуатационной документации на мерник (для стали  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ );  
 $t_m$  – температура топлива в эталонном мернике,  $^\circ\text{C}$ .

Результаты проверки считать положительными, если для каждого рассчитанного значения относительная погрешность измерений объема не превышает  $\pm 0,25\%$ .

6.4.7 Абсолютную погрешность измерений плотности определяют сравнением результата измерения плотности, выданного комплексом (с использованием канала плотности массового расходомера) с показаниями плотномера.

6.4.8 Абсолютную погрешность измерений плотности  $\Delta_n$  рассчитывают по формуле:

$$\Delta_n = \rho_k - \rho_n \quad (5)$$

где

$\rho_k$  – значение плотности измеренное комплексом,  $\text{кг/м}^3$

$\rho_n$  – значение плотности измеренное плотномером,  $\text{кг/м}^3$ .

Результаты проверки считать положительными, если для каждого рассчитанного значения абсолютная погрешность измерений плотности не превышает  $\pm 10 \text{ кг/м}^3$ .

6.4.9 Абсолютную погрешность комплекса при измерении температуры определяют сравнением результата измерения температуры, выданного комплексом с показаниями эталонного термоизмерителя.

6.4.10 Абсолютную погрешность измерений температуры  $\Delta_t$  рассчитывают по формуле

$$\Delta_t = t_k - t_T \quad (6)$$

где

$t_k$  – значение температуры измеренное комплексом,  $^\circ\text{C}$

$t_T$  – значение температуры измеренное термоизмерителем,  $^\circ\text{C}$ .

Результаты проверки считать положительными, если для каждого рассчитанного значения абсолютная погрешность измерений температуры  $\Delta_t$  не превышает  $\pm (0,5 + 0,005 \cdot t_T)$ , где  $t_T$  – значение температуры измеренное термоизмерителем.

## 7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 Положительные результаты поверки комплексов оформляют свидетельством о поверке в соответствии с приказом Минпромторга РФ № 1815 от 2 июля 2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и на пломбу установленную на контровочной проволоке пропущенной через отверстия корпуса контроллера и шкафа управления.

7.3 На обратной стороне свидетельства указывают состав комплекса с указанием заводских номеров.

7.4 Отрицательные результаты поверки оформляются выдачей извещения о непригодности.