

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»  
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)  
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – МЕТРОЛОГИЯ»  
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – МЕТРОЛОГИЯ»)



### **Государственная система обеспечения единства измерений**

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231

### **МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 0559-14-2017**

С изменением № 2

г. Москва  
2022

## **1      Общие положения**

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1231 (далее – система) и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Система соответствует требованиям к средству измерений, установленным Государственной поверочной схемой 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 26 сентября 2022 года № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

## **2      Перечень операций поверки средства измерений**

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	да	да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	да	да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	да	да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	да	да	9

## **3      Требования к условиям проведения поверки**

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефтепродуктов.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	дизельное топливо ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
- минимальное	0,1
- рабочее	от 0,1 до 0,8
- максимально допустимое	1,6
Плотность измеряемой среды при температуре 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 820 до 845
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды при температуре 40 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 2,0 до 4,5
Массовая доля воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Массовая доля серы, мг/кг, не более	10
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	периодический
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380/220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	10
Условия эксплуатации:	
– температура воздуха в блоке измерительных линий, °С	от -29 до +30
– температура воздуха в блоке измерений показателей качества, °С	от +15 до +30
– относительная влажность воздуха, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 96 до 104

#### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9	Рабочий эталон 1-го разряда по части 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 (установка трубопоршневая), утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356.	Установка поверочная СР, регистрационный номер в ФИФ ОЕИ: 27778-15.

Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

## **5 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки**

При проведении поверки соблюдаются требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

## **6 Внешний осмотр средства измерений**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

### **7.1 Подготовка к поверке**

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, НД на методики поверки СИ и эксплуатационной документацией на СИ, входящие в состав системы.

### **7.2 Опробование**

Опробование проводят в соответствии с НД на методику поверку СИ, входящих в состав системы.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефтепродуктов.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

8.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

8.1.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

8.1.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы». На экране появится окно с идентификационными данными ПО ИВК.

8.1.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate АРМ оператора УУН» (далее - «Rate») проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить программу «Rate»
- зайти в меню «Справка» → «О Программе»
- в появившемся диалоговом окне будут указаны идентификационные «Rate».

Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование ПО, номер версии, идентификационный номер ПО) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений**

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав системы

Проверяют у СИ, входящих в состав системы, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав системы, приведен в описании типа системы.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав системы, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой.

Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефтепродуктов с применением ТПР и плотности нефтепродуктов с применением ПП проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов с применением ТПР, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов,  $1/^\circ\text{C}$  (Приложение А ГОСТ 8.587-2019);

$T_\rho, T_V$  – температура нефтепродуктов на момент поверки при измерениях плотности и объема нефтепродуктов соответственно,  $^\circ\text{C}$ ;

$\delta_\rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефтепродуктов с применением ПП, %, определяются по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (3)$$

где  $\Delta\rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефтепродуктов,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры  $T_\rho, T_V, ^\circ\text{C}$ ;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нефтепродуктов, %.

Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов системой не должна превышать  $\pm 0,25 \%$ .

## 10 Оформление результатов поверки

Результаты поверки системы оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

Аkkредитованным на поверку лицом, проводившим поверку системы, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего систему на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке системы в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего систему на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.