

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
– ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию



А.С. Тайбинский

«23» октября 2020 г.



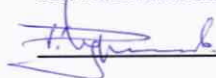
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 1241 НА ПСП ГПС «ЯРОСЛАВЛЬ»
ООО «ТРАНСНЕФТЬ - БАЛТИКА»

Методика поверки

МП 1015-14-2019
с изменением № 1

Начальник НИО-14



Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Ягудин И.Р.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1241 на ПСП ГПС «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка системы проводится на месте ее эксплуатации в диапазоне измерений расхода, указанном в описании типа на систему.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с 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 Минпромторга РФ от 07.02.2018 № 256, с диапазоном расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки преобразователей расхода жидкости турбинных TZN (далее - преобразователи расхода), входящих в состав системы в рабочем диапазоне измерений.

2.2 При проведении поверки средств измерений (СИ) в составе системы применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав системы и приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- документами «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

Поверку системы проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

Перед началом поверки определяют кинематическую вязкость измеряемой среды.

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

Соответствие параметров измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефтепродуктов.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов, м ³ /ч	От 200 до 2990
Избыточное давление, МПа	0,5
- рабочее	0,2
- минимально допустимое	1,6
- максимально допустимое	
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры измеряемой среды:	
- измеряемая среда	Топливо дизельное по ГОСТ Р 52368* и ГОСТ 32511**
- температура, °С	От минус 5 до плюс 40
- плотность при 15 °С, кг/м ³	От 820,0 до 845,0
- вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с	От 1,5 до 4,5
* ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».	
**ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».	

Раздел 4 (Измененная редакция, Изм. № 1).

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

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, препятствующих применению системы;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав системы, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Для подтверждения соответствия ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее - ИВК) заявленным идентификационным данным необходимо на экранной форме «Основное окно» вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноимённой кнопки.

На экранной форме «Сведения о ПО» в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определённые вычислительные операции.

Идентификация каждого модуля проводится по его наименованию, номеру версии и контрольной сумме. Эти данные указываются в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

При загрузке ПО ИВК автоматически проверяет целостность программных модулей метрологически значимой части ПО и при установлении соответствия загружает их в память ИВК. Факт успешной загрузки модуля отражается текстом «Модуль загружен» в поле «Состояние» таблицы.

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

6.2.3 Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора необходимо вызвать экранную форму «Контроль целостности ПО». Идентификационные данные должны соответствовать данным указанным в описании типа системы.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

- проверяется наличие электропитания на элементах системы и средствах поверки;

- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора системы путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;

- используя принтер компьютера АРМ оператора системы распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки, оперативные отчеты).

6.3.2 Проверяют герметичность системы.

Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек измеряемой среды через элементы оборудования и СИ системы.

На элементах оборудования и СИ системы не должно наблюдаться следов измеряемой среды.

При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) заверенной записью в паспорте (формуляре) со знаком поверки на СИ являющихся измерительными компонентами системы.

Все СИ входящие в состав системы, на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

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

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системой.

Относительную погрешность измерений массы нефтепродуктов системой δM_B , %, при косвенном методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» вычисляют по формуле

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

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродуктов преобразователя расхода, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где β – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, $1/^\circ\text{C}$ (определяется по таблице 4);

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

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефтепродуктов с применением ПП, %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефтепродуктов, кг/м³;

$\Delta T_{\rho}, \Delta T_{\nu}$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродуктов

$T_{\rho}, T_{\nu}, ^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении массы нефтепродуктов, %.

Таблица 4

$\rho, \text{кг/м}^3$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$
820,0 – 829,9	0,00089
830,0 – 839,9	0,00086
840,0 – 849,9	0,00084

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

П.п. 6.4.1, 6.4.2 (Измененная редакция, Изм. № 1).

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

Раздел 7 (Измененная редакция, Изм. № 1).

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ___ из ___

Наименование средства измерений: _____
Тип, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения системы: _____ (соответствует/не соответствует)
3. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик
- 4.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системы
Соответствуют или не соответствуют установленным пределам относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов системы: _____ (соответствует/не соответствует)

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

должность лица, проводившего поверку

Приложение А (Измененная редакция, Изм. № 1).