

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«13» сентября 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

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

Заместитель начальника отдела - ведущий
инженер НИО-14 ФГУП «ВНИИР»
_____ М.В. Черепанов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

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

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав 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 расхода, м ³ /ч	От 200,0 до 2368,5
Избыточное давление, МПа	
- рабочее	0,5
- минимально допустимое	0,2
- максимально допустимое	1,6
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 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».	
**ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».	

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 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Документ
Преобразователи расхода (регистрационный № 46057-11)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».
Преобразователи расхода жидкости турбинные модели HELIFLU TZN (регистрационный № 46057-14)	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Датчики температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16)	МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки» с изменением № 1.
Датчики температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08)	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утв. ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС", август 2008
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный № 63044-16)	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС», 12.10.2015 г.
Преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-15)	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», февраль 2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП) (регистрационный № 52638-13)	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Комплекс измерительно- вычислительный ТН-01 (далее – ИВК) (регистрационный № 67527-17)	МП 0971-14-2019 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР», 31.05.2019 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (регистрационный № 62207-15)	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13)	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документ
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P (регистрационный № 56381-14)	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14)	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва», 23.05.2014 г.

Определение метрологических характеристик СИ разности давления, показывающих СИ температуры и давления, применяемые для контроля технологических параметров системы, проводят в соответствии с методиками поверки и с периодичностью, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

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 Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения 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, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродуктов

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

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

Таблица 4

ρ , кг/м ³	β , 1/°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 $\pm 0,25$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 Порядка проведения поверки СИ.