

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»  
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –  
Первый заместитель директора  
по научной работе –  
Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

«30» октября 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142  
НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала  
АО «Транснефть – Верхняя Волга»

Методика поверки

МП 0332-14-2015

з.р. 04081-16

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть – Верхняя Волга» (далее – система), и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственные региональные центры метрологии (ГРЦМ) или государственные научные метрологические институты (ГНМИ) Росстандарта.

Поверку (калибровку) средств измерений (СИ) из состава системы осуществляют ГРЦМ или ГНМИ Росстандарта, а также юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) СИ из состава системы, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая СФРЮ-4000 (далее – ТПУ), верхний предел объемного расхода нефти 4000 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10<sup>-4</sup> % в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10<sup>8</sup> имп.

2.3 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав системы, кроме основных, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.4 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки (калибровки) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области промышленной безопасности – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101); Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Ростехнадзора от 27 декабря 2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21 декабря 1994 «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ; Федеральный закон от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ; «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390); СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г.; НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (приказ Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6); «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н);

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ; Федеральный закон от 24.06.1998 «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ и другие действующие законодательные акты на территории Российской Федерации.

- правилами безопасности при эксплуатации применяемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

### 4 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте её эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики (показатели) измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики (показатели) системы и измеряемой среды

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий, шт	5 (три рабочих и две резервных)
Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 2250 до 8700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Давление измеряемой среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа:	

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
- минимально допускаемое	0,09
- рабочее	0,24
- максимально допускаемое	0,75
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа не более	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки или КМХ	0,4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 7 до 35
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 7 до 35
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 839,0 до 906,0
Массовая доля воды, %, не более	0,7
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	150
Массовая доля парафина, %, не более	5,0
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,5
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более	350
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный

## 5 Подготовка к поверке

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

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, а также эксплуатационно-технической документации на систему и СИ, входящие в состав системы.

### 6.2 Подтверждение соответствия ПО системы

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Форвард «Pro» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора АРМ оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным указанным в описании типа на систему.

В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

### 6.3 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, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### 6.4 Опробование

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

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

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

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблицах 3 и 4.

СИ, участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Счетчик ультразвуковой Altosonic-5 (далее – УЗС)	«Счетчик ультразвуковой Altosonic-5. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС в 1999 г.
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Манометр для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки».

Наименование СИ	НД
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Преобразователь измерительный 644, 3144Р в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС в 2004 г. МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания». МИ 2889-2004 Рекомендация ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки. ИМС УН.001-99 Д6. ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR 63 в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP модели TMT82	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания». МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки». МП 50138-12 «Преобразователи измерительные серии iTEMP моделей TMT80, TMT82, TMT111. Методика поверки».
Преобразователь (датчики) давления измерительный EJX	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС, в 2014 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Комплекс измерительно- вычислительный «ИМЦ-07» (далее – ИВК)	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки».

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – СИ и методики их калибровки

Наименование СИ	НД
Преобразователь давления измерительный ЕЖХ (предназначенный для измерения разности давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г. МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью УЗС, ПП, СИ температуры с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти ИВК и вычисляют по формуле:

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_\rho^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_v^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %. За  $\delta V$  принимают относительную погрешность УЗС, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;
- $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\Delta T_\rho, \Delta T_v$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
- $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);
- $\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности ИВК;
- $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где  $T_v, T_\rho$  - температура нефти при измерениях ее объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$  не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.



6.5.3.1 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где  $\Delta W_{мв}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;  
 $\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;  
 $W_{мв}$  - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;  
 $W_{мп}$  - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.5.3.2 Относительная погрешность системы при измерениях массы нетто нефти  $\delta M_n$  не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме приложения 2 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».