

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе –
заместитель директора по качеству

ФГУП «ВНИИР»

В.А. Фафурин



2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 163
ОАО «СМП-Нефтегаз»

Методика поверки

МП 0259-14-2015

н.р. 61795-15

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» (далее – система), принадлежащую ОАО «СМП-Нефтегаз» и предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, поступающей с узла подготовки нефти при проведении учетных операций между сдающей (ОАО «СМП-Нефтегаз») и принимающей (АО «Транснефть – Прикамье») сторонами, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – один год.

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
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	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 Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 8”, (далее – ТПУ), максимальный объемный расход 180 м³/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 мА в диапазоне от 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ %, в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «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 г. № 784), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);

- 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 НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики 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 системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих и 1 резервно-контрольная)
Диапазон измерений расхода, т/ч: - минимальный - максимальный	40 200
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - при измерениях - при поверке и контроле метрологических характеристик	0,2 0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры, °C	От 5 до 30
Диапазон избыточного давления, МПа	От 0,3 до 4,0
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	950 850
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 12 до 40
Массовая доля воды, % не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	5
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Массовая доля серы, %, свыше	3,5
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Проверка идентификационных данных 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 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) перемещаемся до конца списка;
- на экран ИВК выводятся контрольная сумма ПО (контрольная сумма ПО, должна соответствовать контрольной сумме указанной в описании типа системы).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «RATE АРМ оператора СИКН № 163» в следующей последовательности:

- в верхней части экрана нажать на кнопку «Версия», откроется меню «О программе»;
- в диалоговом окне «О программе» нажать кнопку «Получить данные по библиотеке»;
- в диалоговом окне «О программе» отобразится контрольная сумма метрологически значимой библиотеки, которую необходимо сравнить с данными, приведенными в описании типа на систему.

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 получения отчета.

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 таблице 3.

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

Наименование СИ	НД
Счётчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительным преобразователем серии 2700 (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МИ 2841-2003 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion» фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки передвижной поверочной установкой УППМ».
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 Рекомендация «ГСИ. Преобразователи плотности поточные Методика поверки на месте эксплуатации» или другие действующие НД на методики поверки.
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» или другие действующие НД на методики поверки.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с преобразователем измерительным 644	МИ 2470-2000 ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки; ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»; МИ 2653-2005 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания;
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 с преобразователями измерительными от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01	ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»; «Преобразователи измерительные сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления dTRANS T01, преобразователи измерительные многофункциональные dTRANS T02, преобразователи измерительные сигналов от термопреобразователей сопротивления dTRANS T03. Методика поверки»; МИ 2653-2005 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания; МП 2411-0008-2006 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом 902820. Методика поверки».
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Преобразователь давления измерительный серии 40 мод. 4385	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
ИВК	«Рекомендации ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 3000/6000. Методика поверки»;

Наименование СИ	НД
	МИ 3156-2008 «Рекомендация ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI – 6000, OMNI – 3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки».
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометр для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки»
Манометр для точных измерений показывающий типа МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки»
ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»; МИ 2622-2000 ГСИ. «Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «Brooks compact Prover» фирмы «Brooks instrument» с компаратором».

Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, предназначенный для измерения объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, и преобразователи давления, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью СРМ.

Проверку СРМ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенные в таблице 3.

Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти δM_{bp} , %, не должна превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти определяют расчетным способом в соответствии с документом «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 163 ОАО «СМП-Нефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1957014-07 от 19.11.2007г.).

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δ_{M_n} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{bp}^2 + \frac{\Delta W_b^2 + \Delta W_{mp}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_b - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в системе, %;
 ΔW_{mp} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических

- примесей в системе, %;
- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в системе, %;
- W_b - максимальное значение массовой доли воды в системе, %;
- W_{mp} - максимальное значение массовой доли механических примесей в системе, %;
- W_{xc} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в системе, %.

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 Δ , %, вычисляют по формуле

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

где R и r - воспроизводимость и сходимость 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 измерений массы нетто нефти δM_n системой 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 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.