

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе –
Заместитель директора по качеству



В. А. Фафурин

01 декабря 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 1551 на ПСП ЗАО «НК Дулисьма».

Методика поверки

МП 0219-14-2014

и.р. 61043-15

Казань
2014 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1551 на ПСП ЗАО «НК Дулисьма» (далее – система), предназначенную для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти, при проведении учетных операций между ЗАО «НК Дулисьма» и ООО «Транснефть – Восток», и устанавливает методику ее первичной и периодической проверок.

Интервал между поверками – 12 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 трубопоршневая «Сапфир М» -300 (далее – ТПУ), верхний предел диапазона расхода измеряемой среды 300 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

2.2 Калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.3 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.4 Установка пикнометрическая, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м³ в диапазоне плотности от 650 до 1100 кг/м³.

2.5 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 ± 5×10⁻⁴ 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.

2.6 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 другие действующие отраслевые нормативные документы (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
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 10 до 345
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 760 до 850
Диапазон температуры, °С	от 5 до 20
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 3,6 до 25
Содержание свободного газа	Не допускается
Давление, МПа: – минимально допустимое – максимально допустимое	0,4 4,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
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 Подтверждение соответствия ПО системы

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

а) включить питание комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03», если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» основного меню или войти в основное меню;

в) в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;

г) выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;

д) на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «АРМ оператора Форвард» проводят в соответствии с руководством пользователя «АРМ оператора Форвард» в следующей последовательности:

– необходимо зайти в меню «О программе»;

– в диалоговом окне «О программе» открыть меню «Получить сведения по библиотеке».

Полученные идентификационные данные сравнивают с данными указанными 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 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 таблице 3 или другими действующими НД, утвержденными в установленном порядке.

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

Наименование СИ	НД
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF 300 в комплекте с измерительными	МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»

преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности» Рекомендация «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с Micro Motion, фирмы Fisher Rosemount. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МП 2302-0062-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверка»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644	«Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г. МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	МИ 3311-2011 «Рекомендация ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03». Методика поверки»
Термометры стеклянные ASTM модификации АСТМ 63С	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Датчики давления Метран 150 CD	МИ 4212-012-2006 «Рекомендация ГСИ. Датчик давления Метран-150. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МТИ	ГОСТ 8.053-73 «ГСИ. Манометры, мановакуумметры, вакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры, тягомеры с пневматическими выходными сигналами. Методика поверки»
Установка трубопоршневая «Сапфир М» -300 (далее – ТПУ)	МИ 2974-2006 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором.

Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT-97 в блоке измерений показателей качества нефти, и датчики разности давления, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

При отсутствии методики калибровки допускается проводить калибровку по методике поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью СРМ.

Поверку СРМ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением ТПУ в комплекте с ПП.

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

6.5.2.2 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, не должна превышать: $\pm 0,25$ % (по рабочей и контрольно-резервной линии применяемой в качестве резервной) и $\pm 0,20$ % (по контрольно-резервной линии применяемой в качестве контрольной).

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в системе, %;
 $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в системе, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в системе, %;
 $W_{мв}$ - максимальное значение массовой доли воды в системе, %;
 $W_{мп}$ - 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 D , %, вычисляют по формуле

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

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.