

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

УТВЕРЖДАЮ

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



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246
на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»

Методика поверки

МП 0220-14-2014

№.р.61655-15

Казань
2014 г.

РАЗРАБОТАНА
ИСПОЛНИТЕЛИ
УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»
Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.
ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (далее – система), принадлежащую ООО «БайТекс» и предназначенную для автоматизированных измерений массы брутто и показателей качества нефти при учетно-расчетных операциях между ООО «БайТекс» и ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы», 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	
		первой 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 Установка трубопоршневая «Сапфир-100» (далее – ТПУ), диапазон измерений объемного расхода от 10 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 % при поверке с применением передвижной трубопоршневой установки.

2.2 Калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.3 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.

2.4 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.

2.5 Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, диапазон измерений плотности от 300 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,3 кг/м³.

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 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
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 15 до 80
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	От 879 до 910
Диапазон измерений вязкости, мм ² /с	От 20 до 40
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,3 до 1,0
Диапазон измерений температуры, °С	от 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы	Непрерывный
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)

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 описание типа на систему.

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

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) листаем до конца списка;
- на экран ИВК выводятся идентификационный номер ПО (24.74.30) и контрольная сумма ПО (DCF6).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО комплекса программного Flow Sys автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят, проводят путем проверки контрольной суммы исполняемого модуля АРМ оператора.

Для этого необходимо по пути c:\FlowSys\arm найти файл ARMs.exe и правой кнопкой мыши вызвать меню действия с файлом. В меню вызвать пункт CRC32. Запускается программа проверки контрольной суммы «Check CRC32» и на экране выводится контрольная сумма (3D9EDC31).

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
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	«Инструкция. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount». Методика поверки мобильной эталонной установкой «ПАКВиК». МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	НД
	МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности».
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	«Рекомендация. ГСИ. Плотномеры вибрационные поточные. Методика поверки». МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ Р 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки».
Преобразователи измерительные 244, 644	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher-Rosemount, США». Методика периодической поверки».
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244	МИ 2889-2004 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки».
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
ИВК	«Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (модификации OMNI-3000 PPC, OMNI-3000/6000 NEMA-4, OMNI-3000/6000 NEMA-7, OMNI-3000/6000 NEMA-4X, OMNI-3000/6000 NEMA PMN40, OMNI-3000/6000 NE40PT). Методика поверки».
	«Рекомендация. ГСИ. Контроллеры измерительно-вычислительные моделей OMNI 6000, OMNI 3000. Методика поверки».
	«Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры для точных измерений типа МТИф, МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищающие. Методика поверки».

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором».

Счетчик нефти турбинный МИГ, предназначенный для измерений объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, и преобразователи разности давления FCX-AII и FCX-CII модели FKC, предназначенные для измерений разности давления на фильтрах, 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 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 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.

Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бп}$, %, 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 № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/293014-14 от 28 ноября 2014 г.).

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

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

где ΔW_b - 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_b - 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 $\Delta, \%$, 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.