

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ
ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»
в г. Казань



 М.С.Немиров

« 25 » 12 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 407

ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0062-14 МП

н.р. 60784-15

Казань
2014

РАЗРАБОТАНА

Государственным центром испытаний средств измерений
Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань

(ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань)

Номер регистрации в Государственном реестре средств
измерений № 30141-10

ИСПОЛНИТЕЛИ

Крайнов М.В.

Жиров А.Л.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 407 ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2);
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

- 2.1 Передвижная поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- 2.3 Рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.5 Калибратор давления модульный MC2-R (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.7 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой Кодекс РФ, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;
- в области пожарной безопасности: «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок: «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н;
- в области охраны окружающей среды: Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения рабочего места оператора «ОЗНА-Flow».

В основном меню программы необходимо нажать кнопку «МЕНЮ», затем кнопку «О программе». В появившемся диалоговом окне нажать кнопку «Вычислить», после этого отобразится номер версии ПО и контрольная сумма, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО.

6.2.2 Проверка идентификационных данных программного обеспечения «Rate APM оператора УУН».

На верхней панели развернутого окна программы необходимо нажать кнопку «Версия». В открывшемся окне показан номер версии ПО, а также кнопка «Получить данные по библиотеке», после нажатия которой отобразится контрольная сумма. Полученные идентификационные данные заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО.

6.2.3 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного).

На клавиатуре контроллера нажать кнопку «Status», затем «Enter». На дисплее контроллера появится таблица. Нажимая на кнопку «↓», переместиться вниз до строки «Revision No». В строке «Revision No» указан номер версии ПО.

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.4 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1, п. 6.2.2 и п.6.2.3, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

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

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная OGSB 2-го разряда	МИ 2974-2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой установкой 1-го разряда с компаратором»; МИ 3268-2010 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера и компаратора»
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter модели M16 Счетчики нефти турбинные МИГ-250	МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 в комплекте с устройствами измерения параметров жидкости и газа модели 7951	МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»

Термопреобразователи сопротивления серии TR Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 Преобразователи измерительные 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания» МИ 2653-2005 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания» «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», октябрь 2004 г.
Преобразователи давления измерительные EJX 430A	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Преобразователи давления измерительные EJA 530A	МИ 2596-2000 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные «EJA» производства фирмы «Yokogawa Electric Corporation», Япония. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки» «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти ОАО "МН "Дружба". Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР», май 2005 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{бр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{\text{вр}}^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, берут из свидетельства о поверке преобразователя расхода, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 $\delta T_{\text{вр}}$ - составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, % вычисляемая по формуле:

$$\delta T_{\text{вр}} = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_p - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_p^2 + \Delta T_v^2} \quad (2)$$

$\Delta T_p, \Delta T_v$ - пределы абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °C;

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А).

δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{\text{бр}}}{1,1} \right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2 + \Delta W_{\text{м}}^2 + \Delta W_{\text{хс}}^2}{\left[1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{м}} + W_{\text{хс}}}{100} \right]^2}}, \quad (3)$$

где $\delta M_{\text{н}}$ - относительная погрешность измерений массы нетто нефти, %;

$\delta M_{\text{бр}}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{\text{в}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{\text{м}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{хс}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{в}}^2 - r_{\text{в}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_{\text{в}}$ и $r_{\text{в}}$ - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-65, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_{\text{м}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{м}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{м}}^2 - r_{\text{м}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где $R_{\text{м}}$ и $r_{\text{м}}$ - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой

доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений». На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные данные ПО СИКН.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Протокол № _____
Подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер: № _____

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку: _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20__ г.
поверки: