

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



M.S. Nemirov
_____ М.С. Немиров

09 _____ 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система информационно-измерительная
«Автоматизированная система оперативного учета нефти
ООО «Транснефть – Балтика»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0186-17 МП

Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань (ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

Аттестат аккредитации RA.RU.311366 выдан 27.07.2017 г.

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю., к.ф-м.н.

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения АО «Нефтеавтоматика».

Настоящая инструкция распространяется на систему информационно-измерительную «Автоматизированная система оперативного учета нефти ООО «Транснефть – Балтика» (далее – АСОУН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал – 4 года.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Проверка технической документации ПК АСОУН (п.6.1);
- 1.2 Внешний осмотр (п.6.2);
- 1.3 Подтверждение соответствия программного комплекса (ПК) АСОУН (п.6.3);
- 1.4 Опробование (п.6.4);
- 1.5 Определение метрологических характеристик (МХ) (п.6.5).
- 1.6 Оформление результатов поверки (п.7);

2 Средства поверки

- 2.1 Рабочие эталоны 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 2.2 Калибратор многофункциональный МС5-R (Госреестр № 18624-99).
- 2.3 Барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (Госреестр № 5738-76).
- 2.4 Гигрометр психрометрический ВИТ-1 (Госреестр № 9364-04).
- 2.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (Госреестр № 303-91).
- 2.6 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

2.7 Все применяемые СИ должны иметь действующие поверительные клейма или свидетельства о поверке.

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 12.03.2013г. № 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 устройства 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 должны соблюдаться следующие условия:

- | | |
|---------------------------------------|----------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от +15 до +25; |
| - относительная влажность, % | от 50 до 80; |
| - атмосферное давление, кПа | от 96 до 104. |

5 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- эталонные СИ выдерживают при температуре указанной в разделе 4 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;

- эталонные СИ устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

- подготавливают АСОУН к работе в соответствии с руководством пользователя АСОУН.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка технической документации

6.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие руководства пользователя АСОУН;

- наличие паспорта АСОУН;

- наличие свидетельства о предыдущей поверке АСОУН (при периодической поверке);

- наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав АСОУН, которые подлежат поверке.

6.1.2 В таблице 1 приведены нормативные документы на поверку СИ, входящих в состав АСОУН.

Таблица 1

Наименование СИ	НД
Преобразователи объемного расхода в составе СИКН	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Счетчики-расходомеры массовые в составе СИКН	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»

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

6.1.3 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по п.6.1.1.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При проведении внешнего осмотра АСОУН устанавливают состав и комплектность АСОУН.

6.2.2 Результаты проверки считают положительными если состав и комплектность АСОУН соответствуют требованиям технической документации.

6.3 Подтверждение соответствия ПК АСОУН.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПК АСОУН осуществляется путем проверки идентификационного наименования и версии метрологически значимых модулей ПК АСОУН.

Идентификационные наименования и версии модулей ПК АСОУН отображаются в окне «Информация о версиях программных модулей», вызываемом из меню «Справка» - «О программе»

6.3.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа АСОУН и полученные в ходе выполнения п.6.3.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПК АСОУН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

6.4.1 Проверка работоспособности ПК АСОУН при задании входных сигналов с помощью калибратора без определения метрологических характеристик.

6.4.1 Проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на мониторе рабочего места пользователя ПК АСОУН показания по регистрируемым параметрам технологического процесса.

6.4.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на мониторе рабочего места пользователя.

6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение МХ СИ, входящих в состав АСОУН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

6.5.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти.

6.5.2.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН.

6.5.2.1.1 При прямом методе динамических измерений за пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений преобразователей массового расхода.

6.5.2.1.2 При косвенном методе динамических измерений пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{op} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2(\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_p - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, °С;
 ΔT_V - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, °С;
 β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;
 δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ СИКН, %;

$$G = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_p}, \quad (2)$$

- где T_p - температура нефти при измерении плотности, °С;
 T_V - температура нефти при измерении объема, °С.

6.5.2.1.3 Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.2.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН.

6.5.2.2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляются по формуле

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

- где $\delta M_{бр}$ - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_e - абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- W_e - массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %;

6.5.2.2.2 Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерениях массы нетто нефти с применением СИКН не более $\pm 0,35\%$.

6.5.3 Проверка пределов допускаемых погрешностей вычислений

Выясняют наличие сертификата соответствия системы добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений.

Пределы допускаемых погрешностей вычислений не должны превышать:

– пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы брутто и массы нетто нефти при проведении инвентаризации в резервуарах и технологических резервуарах, не более $\pm 0,005\%$;

– пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы брутто и массы нетто нефти при проведении инвентаризации в технологических трубопроводах, не более $\pm 0,005\%$;

– пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы брутто и массы нетто нефти при проведении инвентаризации в линейной части магистральных нефтепроводов, не более $\pm 0,250\%$;

– пределы допускаемой абсолютной погрешности вычислений норм погрешности баланса, не более $\pm 0,005\%$;

– пределы допускаемой относительной погрешности вычислений калибровочного коэффициента ультразвукового расходомера при проведении калибровки/контроля метрологических характеристик, не более $\pm 0,005\%$;

– пределы допускаемой абсолютной погрешности вычислений относительной погрешности ультразвукового расходомера при проведении калибровки/контроля метрологических характеристик, не более $\pm 0,005\%$;

– пределы допускаемой абсолютной погрешности вычислений норматива технологических потерь по тарифным участкам, не более $\pm 0,005\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке АСОУН в соответствии с требованиями Порядка проведения поверки средств измерений, утвержденного приказом Минпромторга №1815 от 02.07.2015г. На оборотной стороне свидетельства о поверке АСОУН указывают:

- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти;

- значения пределов допускаемых погрешностей вычислений массы брутто и массы нетто нефти при проведении инвентаризации в резервуарах, технологических резервуарах, технологических трубопроводах и линейной части магистральных нефтепроводов, пределов допускаемой абсолютной погрешности вычислений норм погрешности баланса, пределов допускаемой относительной погрешности вычислений калибровочного коэффициента ультразвукового расходомера при проведении калибровки/контроля метрологических характеристик, пределов допускаемой абсолютной погрешности вычислений относительной погрешности ультразвукового расходомера при проведении калибровки/ контроля метрологических характеристик и пределов допускаемой абсолютной погрешности вычислений норматива технологических потерь по тарифным участкам;

- идентификационные данные ПО ПК АСОУН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АСОУН.

7.2 При отрицательных результатах поверки АСОУН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений, утвержденного приказом Минпромторга №1815 от 02.07.2015 г.