

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
ПАО "Нефтеавтоматика"



 М.С. Немиров

« 01 » августа 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система информационно-измерительная
«Автоматизированная система оперативного учета нефти
ООО «Транснефть-Дальний Восток»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0122-16 МП

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

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

Аттестат аккредитации RA.RU.311366 выдан 09.10.2015 г.

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Тропынин В.А.,

Володин М.А.

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

Настоящая инструкция распространяется на систему информационно-измерительную «Автоматизированная система оперативного учета нефти ООО «Транснефть-Дальний Восток» (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 Подтверждение соответствия программного комплекса (ПК) АСОУН (п.п. 6.1);
- 1.2 Опробование (п.п. 6.2);
- 1.3 Определение метрологических характеристик (МХ) (п.п. 6.3).

2 Средства поверки

- 2.1 Передвижная поверочная установка 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 2.2 Рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- 2.3 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.4 Калибратор многофункциональный МС5-R (Госреестр № 18624-99);
- 2.5 Образцовые уровнемерные установки 1-го разряда по ГОСТ 8.477-82.
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав АСОУН.
- 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 12.03.2013г. № 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 соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав АСОУН.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав АСОУН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств (сертификатов) об утверждении типа СИ, входящих в состав АСОУН.

6 Проведение поверки

6.1 Подтверждение соответствия ПК АСОУН.

6.1.1 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» (см. рисунок 1).

Информация о версиях программных модулей	
Программный модуль	Версия
Просмотр и корректировка данных	1.0.0.2
Расчет количества и качества нефти в ЛЧМН	2.3.0.16
Расчет количества и качества нефти в ЛЧМН и технологических трубопроводах	1.4.4.72
Расчет количества и качества нефти в резервуарах РП, технологических резервуарах	1.6.6.80
Расчет норматива технологических потерь	1.0.0.551
Калибровка УЗР	1.3.2.16
Баланс нефти	1.8.0.96
Формирование отчетов	2.3.3.11

Рисунок 1 – Вид окна с идентификационными данными ПК АСОУН

6.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа АСОУН и полученные в ходе выполнения п.6.1.1, 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.

6.2 Опробование.

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

6.3 Определение МХ.

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

Таблица 1

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода в составе СИКН, ОСИКН	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 компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»

Наименование СИ	НД
Поточные преобразователи плотности в составе СИКН, ОСИКН	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Уровнемеры в составе систем измерительных для коммерческого учета нефти и управления резервуарными парками, технологических емкостей	ГОСТ Р 8.660-2009 «ГСИ. Уровнемеры промышленного применения. Методика поверки»
Преобразователи давления нефти в трубопроводах	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи температуры нефти в трубопроводах	ГОСТ Р 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»

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

6.3.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нефти.

6.3.2.1 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН, ОСИКН.

6.3.2.1.1 При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы нефти принимают погрешность преобразователей массового расхода.

6.3.2.1.2 При косвенном методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_ρ - 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 погрешности СОИ, %;

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

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

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

6.3.2.1.4 Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением ОСИКН не должны превышать $\pm 1,20\%$.

6.3.2.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в резервуарах РП, ТЕ.

6.3.2.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти в резервуарах РП, ТЕ вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi \cdot \delta H)^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (3)$$

- где δK - относительная погрешность составления градуировочной таблицы, %;
 δH - относительная погрешность измерений уровня нефти, %;

K_ϕ - коэффициент, учитывающий геометрическую форму вычисляемый по формуле

$$K_\phi = \frac{\Delta V_{20} \cdot H}{V_{20}}, \quad (4)$$

где V_{20} - объем нефти в резервуаре на измеряемом уровне H , м³;

ΔV_{20} - объем нефти, приходящийся на 1 мм высоты наполнения резервуара на измеряемом уровне наполнения H , м³/мм;

H - уровень нефти в резервуаре, мм.

6.3.2.2.2 Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в резервуарах РП свыше 120 т не должны превышать $\pm 0,50\%$.

6.3.2.2.3 Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в резервуарах РП, ТЕ до 120 т не должны превышать $\pm 0,65\%$.

6.3.2.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в трубопроводах.

6.3.2.3.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти в трубопроводах вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V_{зп}^2 + G^2(\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (5)$$

где $\delta V_{зп}$ - относительная погрешность определения вместимости трубопровода (погрешность градуировки), %.

6.3.2.3.2 Значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в трубопроводах не должны превышать $\pm 0,65\%$.

6.3.2.4 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

6.3.2.4.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_w)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_w + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (6)$$

где $\delta M_{бр}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_w - 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_w - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %;

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

6.3.2.4.3 Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением ОСИКН не должны превышать $\pm 1,30\%$.

6.3.2.4.4 Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти в резервуарах РП свыше 120 т не должны превышать $\pm 0,60\%$.

6.3.2.4.5 Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти в резервуарах РП и ТЕ до 120 т не должны превышать $\pm 0,75\%$.

6.3.2.4.6 Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти в трубопроводах не должны превышать $\pm 0,75\%$.

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 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке АСОУН указывают:

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

- идентификационные данные ПК 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.