

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
ПАО "Нефтеавтоматика"



M.S. Nemirov М.С. Немиров

« 30 » августа 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система информационно-измерительная
«Автоматизированная система оперативного учета нефти
ООО «Транснефть-Порт Козьмино»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0119-16 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-Порт Козьмино» (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-Р (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 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 УЭР	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	МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой» МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Поточные преобразователи плотности в составе СИКН	МИ 2816 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Уровнемеры в составе систем измерительных для коммерческого учета нефти и управления резервуарными парками	ГОСТ Р 8.660-2009 «ГСИ. Уровнемеры промышленного применения. Методика поверки» «Уровнемеры 3300 (мод. 3301, 3302). Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС в 2003г. «Уровнемеры радарные серии Saab TankRadar REX (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3940, RTG 3950, RTG 3960). Методика поверки», утвержденная ВНИИМС в 2004г. «Уровнемеры радарные серии Rosemount Tank Radar REX (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, RTG 3960). Методика поверки», утвержденная ВНИИМС во втором квартале 2009г.
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.

6.3.2.1.1 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.

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

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

6.3.2.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти в резервуарах РП 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 и 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

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

где $\delta V_{сп}$ - 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

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

где $\delta M_{бр}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta W_{в}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{мн}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $W_{в}$ - массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мн}$ - 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 в резервуарах РП свыше 120 т не должны превышать $\pm 0,60\%$.

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

6.3.2.4.5 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.