

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

декабря _____ 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти №225
НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0107-16 МП**

Казань
2016

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

ИСПОЛНИТЕЛИ Крайнов М.В.
Нурмухаметов Р.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №225 НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками 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).

2 Средства поверки

2.1 Перечень эталонов применяемых при поверке:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.022-91;
- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002;
- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ Р 8.802-2012;
- рабочий эталон 3-го разряда по ГОСТ 8.558-2009.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого СИКН с требуемой точностью.

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 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 СИКН, которые не должны превышать значения, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Условия эксплуатации

Условия эксплуатации:	Значения
- температура окружающей среды, °С блок измерительных линий блок контроля качества блок обработки информации	от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
- относительная влажность, %, не более	95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

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 Чтобы определить идентификационные данные программного комплекса АРМ-оператора «CROPOS» необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора)

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Сервис». На открывшейся вкладке отображены идентификационные данные (признаки) программного комплекса АРМ-оператора «CROPOS». Для расчета контрольных сумм необходимо нажать кнопку «Проверить CRC». Результат расчета контрольной суммы представлен в той же вкладке мнемосхемы.

6.2.2 Чтобы определить идентификационные данные устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 необходимо на его передней панели с помощью кнопок выбрать меню «Software version». На дисплее будет указано значение номера версии (идентификационного номера) ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955.

6.2.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКН, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и 6.2.2 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 3.

Таблица 3 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM фирмы «Smith Meter Inc.»	МИ 1974-2004 ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2403-97 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные Солартрон типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации МИ 2591-2000 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы The solartron electronic group LTD (Великобритания). Методика поверки МИ 2816-2003 Рекомендации. ГСИ. Плотномеры вибрационные поточные. Методика поверки.
Датчики давления IGP10 фирмы «Foxboro Company»	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Преобразователи измерительные RTT20 фирма «The Foxboro Company» в комплекте с термопреобразователем сопротивления Pt 100	«Преобразователи измерительные RTT20. Методика поверки», утвержденной ВНИИМС 15.08.2000г. ГОСТ 8.461-82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» МИ 2672-2001 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки.
Установка двунаправленная трубопоршневая поверочная для жидкостей фирмы «Daniel Measurement & Control Inc.»	МИ 2974-2006 ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором.
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827	«ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки», утверждена ФГУП ВНИИР. 2010г.
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7955	МИ 2617-2000 ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы "Даниел". Методика поверки. МИ 3054-2007 ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7951, 7955 фирмы "Mobrey Measurement"
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC фирма «Rockwell Automation Allen-Bradley»	«Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC. Методика поверки и калибровки», утвержденной ВНИИМС 24.09.04 г.

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

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

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %. За δV принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений ТПР;

δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %.

$\Delta T_v, \Delta T_p$ - абсолютные погрешности измерения температуры нефти при измерении объема и плотности, °С;

β' - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в приложении А ГОСТ Р 8.595;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta' \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta' \cdot T_p} \quad (2)$$

где T_v, T_p - температуры нефти при измерении объема и плотности, °С;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{изм}} \cdot 100;$$

$\rho_{изм}$ - измеренная плотность нефти, кг/м³;

$\Delta \rho$ - абсолютная погрешность измерения плотности, кг/м³;

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода;
- идентификационные данные ПО СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.