

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

07 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений массы нефти по резервной схеме учета на
ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0162-17 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,
Ильясов И.Ф.,
Акбашев А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений массы нефти по резервной схеме учета на ПСП «Нижнекамск» МН «НПС «Калейкино»-Нижнекамский НПЗ» (далее – Система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками системы: 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 (далее – ПО) системы (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы (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 Установка трубопоршневая поверочная «Сапфир МН» (регистрационный № 41976-09);
- 2.2 Калибратор давления портативный Метран -517 с диапазоном значений от 0 до 1,6 МПа (регистрационный № 39151-12);
- 2.3 Модуль давления эталонный Метран-518 с диапазоном измерения давления от 0,1 до 25 МПа и пределом допускаемой основной погрешности не более $\pm 0,02\%$ (регистрационный № 39151-12);
- 2.4 Калибратор давления модульный MC5-R в диапазоне значений от 0 до 1,6 МПа и пределами допускаемой погрешности $\pm (0,015\%П+0,01\%ВП)$ (регистрационный № 22237-08);
- 2.5 Калибратор температуры JOFRA серии ATC-R и RTC-R с диапазоном измерений от 0 до +50 °С и пределами допускаемой основной погрешности не более $\pm(0,05...0,11)$ °С (регистрационный № 46579-11);
- 2.6 Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа "УПВА-Эталон" в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности задания силы постоянного тока $\pm 0,003$ мА, в диапазоне задания частоты следования импульсов от 1 до 10000 Гц и пределом допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов 0,001 % (регистрационный № 45409-10);
- 2.7 Калибратор-измеритель унифицированных сигналов ИКСУ-260 в диапазоне значений от 4 до 20 мА и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(10^{-4} \cdot I + 1)$ мкА (регистрационный № 35062-07);
- 2.8 Другие средства поверки в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав системы;
- 2.9 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:
в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»,
утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»,
утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и
наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки
пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила
проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации
электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей
среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды,
действующих на территории РФ.

К проведению поверки допускаются лица, имеющие высшее образование,
опыт работы в области метрологического обеспечения измерений расхода и
параметров нефти не менее трех лет, прошедшие курсы повышения
квалификации в области «Испытания средств измерений».

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

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

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

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы
следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической
документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и
дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и
соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса (ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо на экранной форме «Основное окно» нажать кнопку «Сведения о ПО». В появившейся экранной форме в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей. Идентификация каждого модуля производится по его наименованию и контрольной сумме. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа Системы и полученные в ходе выполнения п.6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО Системы 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 Системы.

6.4 Определение МХ.

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счётчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5	МИ 3265-2010 «ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» МИ 3312-2013 «ГСИ. Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые. Методика поверки»
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144Р. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015
Преобразователи давления измерительные моделей 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 02.02.2015
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01	МП 0509-14-2016 «Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 29.11.2016 г.

Примечание: допускается определение МХ СИ с применением других действующих методик поверки.

Поверка средств измерений блока измерений показателей качества нефти и трубопоршневой поверочной установки СИКН №495 основной схемы учета нефти проводится в соответствии с методикой поверки СИКН №495.

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти системы, δM , %, вычисляют по формуле

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

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

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β' - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методики;

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле:

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

где T_v, T_ρ - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину, $\delta \rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}} \quad (3)$$

где $\Delta \rho$ - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

Таблица 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β' , 1/°С
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076
880,0-889,9	0,00074
890,0-899,9	0,00072
900,0-909,9	0,00070

Пределы допускаемой 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:

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_{в})^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{хс})^2}{\left(1 - \frac{W_{в} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где $\delta M_{н}$ - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;
 δM - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta W_{в}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
 $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
 $W_{в}$ - массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;
 $W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{хс}}{\rho}, \quad (2)$$

- где $\phi_{хс}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в ХАЛ по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;
 ρ - плотность нефти, измеренная поточным плотномером блока измерений показателей качества нефти СИКН №495 основной схемы учета нефти, при температуре и давлении при условиях измерения объема, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в ХАЛ массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

- где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho}, \quad (4)$$

- где $r_{хс}$ - сходимость (повторяемость) 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 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России

№ 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения системы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки системы к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО системы

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

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

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

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.