

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



  
М.С. Немиров

« 21 » 03 2019 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино»

Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0336-19 МП

**РАЗРАБОТАНА**

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

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Давыдова Е.Н.,  
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» (далее по тексту – 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. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Проверка результатов поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4);
- 1.5 Определение метрологических характеристик (МХ):
  - 1.5.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.5.1),
  - 1.5.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.5.2).

## **2 Средства поверки**

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,1\%$ .

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ 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;

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.

#### 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 1,2

#### 5 Подготовка к поверке

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

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора на базе программного комплекса «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного АРМ оператора.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора нажимаем кнопку «Настройка», далее в появившемся окне нажимаем кнопку «Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC32» и отображены идентификационные данные ПО ПК «CROPOS»:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- цифровой идентификатор ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC32».

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее по тексту – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели ИВК выбирают на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В

открывшемся меню «VERSION CONTROL» необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)).

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.2.1.1 и 6.2.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

### 6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных СИ, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 Приложения А методики поверки СИКН.

Поверка СИ, входящих в состав СИКН, проводится в соответствии с документом, указанным в разделе «Поверка» описания типа СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

### 6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН  $\delta M$ , %, вычисляют по формуле

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

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема преобразователями расхода (ПР) всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке ПР);

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

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

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методики поверки;

$\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

$G$  - 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 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/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\min}$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°C	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°C
890,0-899,9	0,00072	920,0-929,9	0,00065
900,0-909,9	0,00070	930,0-939,9	0,00063
910,0-919,9	0,00067	940,0-949,9	0,00061

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

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\delta M_n$  - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_B$  - массовая доля воды в нефти, %;

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

$W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (5)$$

где  $\varphi_{xc}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho$  - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти в лаборатории  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $г$  - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости)  $г$ , %. Значение сходимости (повторяемости)  $г_{хс}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в  $мг/дм^3$ , переводят в % по формуле

$$г = 0,1 \cdot \frac{г_{хс}}{\rho}, \quad (7)$$

где  $г_{хс}$  - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76,  $мг/дм^3$ .

Значения 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 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 02.07.2015 г. № 1815.

Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН 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 от 02.07.2015 г. № 1815.

Приложение А  
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением эталонов: \_\_\_\_\_ регистрационный № \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО (п. 6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 6.3 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4.1 МП)

Таблица А.3 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 6.4.2 МП)

6. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.4.3 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации \_\_\_\_\_  
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: \_\_\_\_\_  
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.