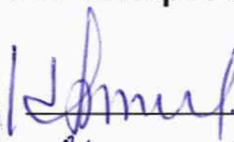


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров  
«31» 10 2019 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 913

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0403-19 МП

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в  
г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 913 (далее - СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

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 (далее – ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4);
- 1.5 Определение метрологических характеристик (МХ) СИКН (п. 6.5);
- 1.6 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## **2 Средства поверки**

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта №256 от 07.02.2018 г.

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**

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правил безопасности при эксплуатации средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации;

- инструкций по охране труда, действующих на объекте и СИКН.

3.2 Наибольшее давление рабочей жидкости при поверке не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые СИ. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

3.3 На трубопроводах, заполненных рабочей жидкостью, применяют приборы взрывозащищенного исполнения, на которых нанесены четкие надписи и маркировка, подтверждающие безопасность их применения.

3.4 К средствам поверки и используемому при поверке оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Освещенность в СИКН соответствует санитарным нормам согласно СП 52.13330.2016.

3.6 Управление оборудованием и средствами поверки производят лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к обслуживанию СИКН.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

#### **4 Условия поверки**

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

#### **5 Подготовка к поверке**

5.1 Подготовку к поверке СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и нормативными документами (далее - 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 эксплуатационной документации;

- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

##### **6.2 Подтверждение соответствия ПО СИКН.**

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее - ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо в верхнем правом углу монитора ИВК нажать на «горизонтальное троеточие», после чего появится подменю, в котором нужно выбрать «О программе». В появившемся окне отобразятся идентификационные данные ПО ИВК:

– идентификационное наименование ПО в строке «Метрологически значимая часть»;

– номер версии (идентификационный номер ПО) в строке «Версия»;

– цифровой идентификатор ПО в строке «Вычисленная CRC32».

Заносят информацию с экрана в таблицу 1 протокола поверки по форме приложения А (см. таблицу А.1 Приложения А).

#### 6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО «ФОРВАРД».

Чтобы определить идентификационные данные ПО «ФОРВАРД» необходимо в правом верхнем углу нажать на кнопку «О программе». В открывшемся окне «О программе» нажать на кнопку «Модули». Во всплывающем окне отобразятся названия метрологически значимых файлов (Идентификационное наименование ПО), версии файлов (Номер версии (идентификационный номер ПО)) и контрольные суммы, рассчитанные по алгоритму CRC32 (Цифровой идентификатор ПО).

Заносят информацию с экрана в таблицу 2 протокола поверки по форме приложения А (см. таблицу А.2 Приложения А).

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

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).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН.

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

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

Сведения о поверке указанных СИ заносят в таблицу 3 протокола поверки по форме приложения А (см. таблицу А.3 Приложения А).

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

Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

#### 6.5 Определение МХ СИКН

6.5.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерении объемного расхода и объема нефти.

Относительную погрешность СИКН при измерении объемного расхода и объема нефти  $\delta V$ , %, принимают равной относительной погрешности преобразователей расхода жидкости турбинных Sentry с ДУ 10" (далее – ТПР).

Относительную погрешность ТПР определяют в соответствии с документом на методику поверки, указанным в разделе «Поверка» описания типа ТПР.

Относительная погрешность рабочих ТПР в диапазоне расходов не должна превышать  $\pm 0,15\%$ .

Относительная погрешность контрольно - резервного ТПР в диапазоне расходов не должна превышать  $\pm 0,15\%$ , в точках диапазона расходов не должна превышать  $\pm 0,10\%$ .

Относительная погрешность СИКН при измерении объемного расхода и объема нефти не должна превышать  $\pm 0,15\%$ .

6.5.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН,  $\delta M_{бр}$ , %, вычисляют по формуле

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

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ТПР всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке ПР);
- $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\Delta t_p$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);
- $\Delta t_v$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);
- $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 1 настоящей методики поверки;
- $\delta N$  - относительная погрешность ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по свидетельствам о поверке ИВК);
- $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p} \quad (2)$$

- где  $t_v$  - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;
- $t_p$  - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

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

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

- где  $\Delta \rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);
- $\rho$  - плотность нефти, отображаемая на АРМ оператора в момент проведения поверки; кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 1 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°C
830,0-839,9	0,00086
840,0-849,9	0,00084
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076

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

6.5.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти СИКН вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left[1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right]^2}} \quad (4)$$

где  $\delta M_B$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, вычисленная по формуле (1), %;

$\Delta W_{MB}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{MP}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$W_{MB}$  - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{MP}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

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

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

где  $\varphi_{XC}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$\rho_{XC}$  - 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 ( $\Delta$ , %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - r^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (6)$$

где  $R, r$  - воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества нефти,

значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83, %.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости)  $r$ , %. Значение сходимости (повторяемости)  $r_{xc}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho_{xc}}, \quad (7)$$

где  $r_{xc}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_{xc}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

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

7.2 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 № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 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 № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.



Приложение А  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № \_\_\_\_\_  
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 913  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений:	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %	

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Средства поверки:(эталон)

\_\_\_\_\_ регистрационный номер и (или) наименование, тип, заводской номер, разряд, класс или погрешность эталонов

Методика поверки: \_\_\_\_\_

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

Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

- Внешний осмотр (п.6.1 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
- Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Соответствует/не соответствует ОТ
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер ПО)	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Соответствует/не соответствует ОТ
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 МП)

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

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

5. Определение МХ СИКН (п. 6.5 МП)

5.1. Определение относительной погрешности СИКН при измерении объемного расхода и объема нефти (п. 6.5.1 МП).

5.2. Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.5.2 МП).

5.3. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН. (п. 6.5.3 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти № 913 признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации  
\_\_\_\_\_ годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку: \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

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