



**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**

 М.С. Немиров  
« 29 » 12 2019 г.

## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 32**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0405-19 МП**

**РАЗРАБОТАНА**

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 32 (далее по тексту – 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 (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) 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 (установка трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

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.

## **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 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.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее по тексту – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Вызвать экранную форму «Основное окно» нажатием одноименной кнопки в верхнем меню экрана панели оператора.

Вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноименной кнопки, расположенной на экранной форме «Основное окно».

На экранной форме в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

Идентификация каждого модуля производится по идентификационному наименованию, номеру версии и цифровому идентификатору. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы.

Занести информацию в таблицу А.1 Приложения А методики поверки СИКН.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1, 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 аварийные сообщения о работе СИКН.

### 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, у СИ.

Перечень НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода турбинные НТМ	МИ 3287-2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»;

Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 года.
Датчик температуры Rosemount 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки» с изменением № 1, утв. ФГУП «ВНИИМС» 23 октября 2018 г.
Преобразователи давления измерительные AIP-20/M2	НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные AIP-20/M2. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 12 октября 2015 г.
Преобразователи давления измерительные EJA110E	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» в 14 апреля 2014 г.
Преобразователь плотности и расхода CDM	МП 02-221-2015 с изменением №1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утв. ФГУП «УНИИМ» 24 мая 2017 г.
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM Методика поверки с изменением № 1», утв. ФГУП «УНИИМ» 30 марта 2018 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01	МП 0509-14-2016 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 29 ноября 2016 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 04 сентября 2015 г.
Анализатор серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ	МП 183-223-2016 «ГСИ. «Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти, нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ. Методика поверки», утв. ФГУП «УНИИМ» 27 февраля 2017 года.
Ротаметр Н 250	МП 48092-11 «Ротаметры Н 250, DK 32, DK 34, DK 37 фирмы «KROHNE Messtechnik GmbH», Германия. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2011 г.
Преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031С	РГАЖ 0.282.007 РЭ, раздел 3.4, утв. ФГУП «ВНИИМС» 30 декабря 2015 г.
Манометр МП160	«Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утв. ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.
Термометр электронный «ExT-01/1»	ТКЛШ 2.822.001 МП «Термометры электронные «ExT-01». Методика поверки» с изменением № 1, утв. ФГУП «ВНИИМС» 15.08.2019 г.

Термометр стеклянный ТЛ-4	ртутный лабораторный	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
---------------------------------	-------------------------	--

**Примечание** - Допускается применение данных нормативных документов с последующими изменениями, если эти изменения распространяют свое действие на СИ, находящиеся в эксплуатации, соответствующим приказом Росстандарта

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.2 Приложения А методики поверки СИКН.

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 СИКН.

##### 6.5.1 Определение относительной погрешности ПР.

Относительную погрешность ПР определяют в соответствии с МИ 3287-2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

Значения относительной погрешности ПР в составе рабочих и резервной ИЛ не должны превышать  $\pm 0,15\%$ , в составе контрольно-резервной ИЛ не должны превышать  $\pm 0,10\%$ .

##### 6.5.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти СИКН.

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 ПР 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,  $1/^\circ\text{C}$ , 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 преобразователем 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/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074
860,0-869,9	0,00079	890,0-899,9	0,00072
870,0-879,9	0,00076	900,0-909,9	0,00070

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

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left[1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right]^2}}, \quad (6)$$

- 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 (8), %;
- $\Delta W_{MP}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (8), %;
- $\Delta W_{XC}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (8), %;
- $W_{MB}$  - 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

$$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{хс}}}, \quad (7)$$

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

$\rho_{\text{хс}}$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей, и хлористых солей в нефти в лаборатории определяют с учетом требований ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - r^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (8)$$

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)  $r_{\text{хс}}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}}{\rho_{\text{хс}}}, \quad (9)$$

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

$\rho_{\text{хс}}$  – 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.

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.

Приложение А  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № \_\_\_\_\_  
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 32  
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: \_\_\_\_\_

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

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки СИКН:

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

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) \_\_\_\_\_

(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
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. Определение МХ (п. 6.4 МП)

Таблица А.2 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

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

