

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



  
М.В. Крайнов

« 20 » 05 2021 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
№ 1522 на ПСП «Тазовский» ООО «Меретояханефтегаз»

Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0472-21 МП

**РАЗРАБОТАНА**

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Давыдова Е.Н.,

Стеряков О.В.

## 1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» ООО «Меретояханефтегаз» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Интервал между поверками СИКН: один год.

Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

### 3 Требования к условиям проведения поверки

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

3.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации СИКН, характеристики измеряемой среды и СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup> – давление, МПа, не более – температура, °С – вязкость кинематическая при температуре +30°С, сСт, не более – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – содержание свободного газа, %	от 895,0 до 940,0 от 0,90 до 4,75 от +20 до +50  160 0,5 0,05 100  6,0 6,0 20,0 0,60 66,7 отсутствует
Условия эксплуатации (оборудование, размещенное внутри блочно-модульного здания, оборудование СОИ): – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +1 до +35 80 от 86,0 до 106,7

### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Рабочий эталон 1-го разряда (трубопоршневая установка) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,05 %	Установка трубопоршневая «НАФТА-ПРУВЕР»-300 (регистрационный № 75763-19), заводской № 7

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКН с требуемой точностью.

## **5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

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

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ; в области пожарной безопасности:

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

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

– 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.

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

## **6 Внешний осмотр средства измерений**

6.1 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 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

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

7.2 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).

7.3 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.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК) (основного и резервного).

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: на панели ИВК нажать кнопку «МЕНЮ», затем на мониторе с помощью кнопок перемещения ↑ или ↓ выбрать пункт «Информация о вычислителе» и нажать кнопку ←, после чего на мониторе ИВК отобразятся идентификационные данные ПО ИВК.

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

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

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные действия для основного и резервного АРМ оператора.

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

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

Для проверки цифрового идентификатора ПО АРМ оператора нажимают кнопку «ПРОВЕРИТЬ CRC32».

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

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 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.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений**

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

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

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M$ , %, при применении прямого метода динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» принимают равной максимальному значению относительной погрешности расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее по тексту – ПР), входящих в состав СИКН.

Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочих измерительных линиях (ИЛ) не должна превышать  $\pm 0,25$  %, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать  $\pm 0,20$  %.

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

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

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

где  $\delta M$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений массы ПР всех ИЛ (по свидетельствам о поверке ПР), %;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (3), %;

$\Delta W_{Mn}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (3), %;

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (3), %;

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

$W_{Mn}$  - 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

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

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

$\rho$  - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей,  $\text{кг/м}^3$ .

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений  $\Delta$ , %, в

лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей 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 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

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

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

где  $r_{xc}$  - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>. Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## 10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочих ИЛ не должна превышать  $\pm 0,25$  %, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать  $\pm 0,20$  %.

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

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

## 11 Оформление результатов поверки

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

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКН оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают: наименование измеряемой среды; значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.



Приложение А  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти  
№ 1522 на ПСП «Тазовский» ООО «Меретояханефтегаз»  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

- массы нетто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

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

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

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

Методика поверки: \_\_\_\_\_

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

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП)

Таблица А.1 - 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		

Таблица А.2 - 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		

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти  
(п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти  
(п. 9.3 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти № 1522 на ПСП «Тазовский» ООО «Меретояханефтегаз» признана \_\_\_\_\_ пригодной/не пригодной к дальнейшей эксплуатации

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

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