

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



  
М.В. Крайнов

«15» 05 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево»

Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0624-23 МП

г. Казань  
2023 г.

**РАЗРАБОТАНА**

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Стеряков О.В.

## 1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

1.3 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

1.4 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений расхода, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)
от 29,66 до 61,13		

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательным передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, с указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. Поверку в фактически обеспечиваемом диапазоне проводят на основании письменного заявления владельца СИКН или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

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 и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9	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 характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.2 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

### **4 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

4.1 Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик - метрологические характеристики СИКН определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов СИКН утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав СИКН есть сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки.

### **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 автоматизированного рабочего места оператора (далее по тексту – 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 контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллер).

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллера необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

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

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана отобразится номер версии (идентификационный номер) ПО АРМ оператора.

Для проверки идентификационного наименования ПО и цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «ПРОВЕРИТЬ CRC32». В открывшемся

окне «GetCRC32» отобразятся идентификационное наименование и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора.

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. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

## 9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

### 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.1 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  $\delta M$ , %, 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 значению относительной погрешности измерений объема преобразователя расхода (ПР) на измерительной линии (ИЛ) (по свидетельству 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 АО «Геология» на НПС «Азнакаево» (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

$\Delta T_v$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователя температуры, установленного на ИЛ СИКН (по свидетельству о поверке преобразователя температуры);

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$ , значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики поверки;

$\delta N$  - относительная погрешность при вычислении расхода, объема, массы, %, принимают равной значению относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы ИВК (по свидетельству о поверке ИВК);



G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где  $T_v$  - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в ИЛ, 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 СИКН АО «Геология» на НПС «Азнакаево», отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

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

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

где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности преобразователей плотности (ПП) рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);

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

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
840,0-849,9	0,00084	890,0-899,9	0,00072
850,0-859,9	0,00081	900,0-909,9	0,00070
860,0-869,9	0,00079	910,0-919,9	0,00067
870,0-879,9	0,00076	920,0-929,9	0,00065
880,0-889,9	0,00074	930,0-939,9	0,00063

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

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

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{мп}$  - 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), %;

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

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

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

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

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;

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

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

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

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

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{\text{хс}}}{\rho}, \quad (7)$$

где  $r_{\text{хс}}$  - 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 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

10.2 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.

10.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.4 Пломбирование СИКН не предусмотрено.

10.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.6 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

10.7 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  
по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево»  
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: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

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

2. Подготовка к поверке и опробование СИ (раздел 7 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

3. Проверка ПО СИ (раздел 8 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

Таблица А.1 - 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 по резервной схеме учета АО «Геология» на НПС «Азнакаево» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации.  
пригодной/не пригодной

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

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