

СОГЛАСОВАНО



**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**


М.В. Крайнов
«13» 10 2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0920-25 МП**

г. Казань
2025 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 СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной и периодической поверки.

1.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

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 № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2025. Прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений массового расхода из состава СИКН, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

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 нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 300 до 10164 (от 400 до 11420)	$\pm 0,25$ (брутто)	$\pm 0,35$ (нетто)

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФ ОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

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 поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8

Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9
---	----	----	---

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.

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 ФИФ ОЕИ 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 15.12.2020 № 534;
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;
- в области пожарной безопасности:
 - «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479;
- 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 15.12.2020 № 903н;
 - ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
 - Федерального закона от 10.01.2002 № 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, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации;
- состав СИКН должен соответствовать описанию и составу, приведенному в описании типа СИКН.

6.2 Проверяется пломбирование СИ, входящих в состав СИКН, исключающее возможность несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ и СИКН.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовку СИКН к поверке проводят в соответствии с эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН по следующей процедуре: увеличивают или уменьшают расход через СИКН и наблюдают соответствующие показания расхода расходомера ультразвукового LEFM (далее – УЗР) на дисплее комплекса измерительного-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) и экране автоматизированного рабочего места оператора на базе программного комплекса SCADA InTouch (далее – АРМ оператора).

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на дисплее ИВК и на экране АРМ оператора отображается увеличение или уменьшение показаний расхода УЗР при соответствующем увеличении или уменьшении расхода через СИКН, и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО ИВК (основного и резервного).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: 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.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора.

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по идентификационному наименованию ПО и цифровому идентификатору ПО соответствующего файла.

Для проверки идентификационных данных ПО АРМ оператора выполняют следующие процедуры. В нижнем правом углу мнемосхемы АРМ оператора нажимают кнопку «F1 Мнемосхема», затем в открывшемся окне нажимают кнопку «CRC-32». В появившемся окне «Check CRC» отображаются идентификационные данные 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 и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, средствам измерений, указанным в таблице 1 описания типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в ФИФ ОЕИ.

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 δM , %, 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 δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δV принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений УЗР;

$\delta \rho$ - 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, °C;

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C, значения которого приведены в таблице 3 настоящей программы испытаний;

δN - 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, °C.

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/м³;

ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м³	β , 1/°C	ρ , кг/м³	β , 1/°C
740,0-749,9	0,00113	820,0-829,9	0,00089
750,0-759,9	0,00109	830,0-839,9	0,00086
760,0-769,9	0,00106	840,0-849,9	0,00084
770,0-779,9	0,00103	850,0-859,9	0,00081
780,0-789,9	0,00100	860,0-869,9	0,00079
790,0-799,9	0,00097	870,0-879,9	0,00076
800,0-809,9	0,00094	880,0-889,9	0,00074
810,0-819,9	0,00092	890,0-899,9	0,00072

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 δM_n , %, при определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, 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 ΔW_B – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

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

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений 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, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;

r_B – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, выраженная в массовых долях, мг/дм³;

r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, выраженная в массовых долях, мг/дм³;

ρ_m – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, а при отсутствии поточного плотномера – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

Массовую долю воды в нефти W_B , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (8)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3 , принимаемая равной 1000 кг/м^3 в соответствии с ГОСТ 8.587;

ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3 , принимаемая равной измеренной поточным плотномером.

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_M}, \quad (9)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 .

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

9.4 При получении положительных результатов по п.п. 9.1-9.3 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки СИКН 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 ФИФ ОЕИ в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020.

10.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФ ОЕИ.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 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
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская»
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 измерений	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
СИКН-23-РК-А004 на НПС «Астраханская» признана _____ к
дальнейшей эксплуатации. пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.