

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

« 07 »

2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти

25-РК-А002 НПС «Кропоткинская»

АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0923-25 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 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» (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 методом косвенных динамических измерений, 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 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 массового расхода нефти, т/ч (Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч) *	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	от 218 до 1375 (от 290 до 1545)	±0,25 (брутто)
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений		

1.5 Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, или проведена замена СИ на аналогичное, то проверяют наличие сведений о поверке устанавливаемых СИ или проводят их поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

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 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят до устранения выявленных несоответствий.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.2 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании 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 Подготовка 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 преобразователя расхода турбинного (далее – ТПР) 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 ТПР 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 наличие в ФИФ ОЕИ сведений о положительных результатах поверки СИ, приведенных в таблице 1 описания типа СИКН.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

9.2 Определение диапазона измерений массового (объемного) расхода нефти СИКН.

Определение диапазона измерений массового (объемного) расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ТПР, установленных на измерительных линиях.

За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода указанного в описании типа СИКН, если оно больше.

За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН, используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 11 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ТПР (по свидетельствам о поверке ТПР);

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

ΔT_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);

ΔT_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);

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

δN - относительная погрешность при вычислении расхода, объема, массы, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы (по свидетельствам 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 измерительной линии (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, 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/м³, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности преобразователей плотности (ПП) рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);

ρ_{\min} - нижнее значение диапазона плотности нефти (в соответствии с описанием типа СИКН), кг/м³.

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

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
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 СИКН не должны превышать $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_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 ΔW_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), %;

- ΔW_{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_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

- где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- ρ - плотность нефти, измеренная при температуре и давлении в поточных СИ плотности, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, 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 6370-2018, ГОСТ 21534-2021.

Значение воспроизводимости R_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$R = \frac{0,1 \cdot R_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

где R_{xc} - воспроизводимость метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (8)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

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

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

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки СИКН оформляют свидетельством о поверке и протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение. На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают метрологические характеристики СИКН. Протокол поверки допускается оформлять в измененном виде.

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 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.4 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
25-РК-А002 НПС «Кропоткинская»
АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИИН: _____

Место проведения поверки: _____

Методика поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр СИ (раздел 6 МП)

Заключение: соответствует/не соответствует требованиям раздела 6 МП

2. Подготовка к поверке и опробование СИ (раздел 7 МП)

Заключение: соответствует/не соответствует требованиям раздела 7 МП

3. Проверка ПО СИ (раздел 8 МП)

Идентификационные данные (признаки)	Значение, полученное при утверждении типа СИКН			Значение, полученное во время поверки СИКН	
	ИВК (основной и резервный)	АРМ-оператора (основной и резервный)		ИВК (основной и резервный)	АРМ-оператора (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	00000134.nmd	00000014.nmd		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.09	-	-		
Цифровой идентификатор ПО	1B8C4675	0xE8174E83*	0x4C0CDB7E*		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32				

* Префикс «0x» означает, что цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления

Вывод: соответствует/не соответствует требованиям раздела 8 МП

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)

Таблица А2 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	$\delta \rho, \%$	$\Delta T_{p1}, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_v, ^\circ\text{C}$	$\delta N, \%$	$\delta M, \%$

Заключение: Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН _____
±0,25 % превышает/ не превышает

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

$W_B, \%$	$W_{ХС}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{ХС}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M, \%$	$\delta M_H, \%$

Заключение: Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН _____
 $\pm 0,35 \%$ превышает/ не превышает

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти 25-РК-А002 НПС «Кропоткинская» АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум-Р» признана _____ к дальнейшей эксплуатации.
 пригодной/не пригодной

Поверитель: _____
 (подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.