

СОГЛАСОВАНО



**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

М.В. Крайнов

« 29 » 12 2025 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 1530 ПСП «Ангара»
Методика поверки
НА.ГНМЦ.0903-25 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 № 1530 ПСП «Ангара» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной и периодической поверки.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой, утвержденной Приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2025.

1.3 Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются действующими сведениями о поверке с положительным результатом в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящего документа.

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 через СИКН*, т/ч (м ³ /ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 20 (23,26) до 300 (375)	±0,25	±0,35
* - указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.		

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 (пункта) 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, то дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Условия эксплуатации СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным 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 ФИФОЕИ с действующим сроком поверки.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящий документ, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН, средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации;
- соответствие СИ 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.

6.3 Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовку СИКН к поверке осуществляют в соответствии с ее эксплуатационными документами.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН по следующей процедуре: увеличивают или уменьшают расход через СИКН и наблюдают соответствующие показания преобразователя расхода жидкости турбинного НТМ (далее – ПР) на дисплее комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) и экране автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

7.3 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему СИКН. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.4 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИКН и средствах измерения;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой, ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО ИВК.

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 программного комплекса «Сгорос 2.0» автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) (основного и резервного).

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».

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 у СИ, входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описанием типа и методикой поверки или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, приведенными в ФИФОЕИ.

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 диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН.

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ПР, установленных на измерительных линиях (далее – ИЛ). 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 СИКН при измерениях 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 ПР (по свидетельствам о поверке ПР);

$\delta \rho$ - 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/°С, 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
790,0-799,9	0,00097	830,0-839,9	0,00086
800,0-809,9	0,00094	840,0-849,9	0,00084
810,0-819,9	0,00092	850,0-859,9	0,00081
820,0-829,9	0,00089	860,0-869,9	0,00079

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

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

- где ΔW_v - 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_v - 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 $\pm 0,35$ %.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

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 протоколом поверки произвольной формы или в соответствии с приложением А методики поверки с указанием даты проведения поверки, каждую страницу протокола поверки закрепляют оттиском поверителя.

10.2 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Сведения о результатах поверки СИКН направляют в ФИФОЕИ в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

10.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке указать:

- фактический диапазон измерения СИКН;
- относительную погрешность массы брутто нефти;
- относительную погрешность массы нетто нефти.

10.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти
№ 1530 ПСП «Ангара»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Заводской номер: _____

Год выпуска: _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, % _____

- массы нетто нефти, % _____

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)

Знак поверки: _____

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 1530
ПСП «Ангара» признана _____ к дальнейшей эксплуатации.
пригодной/не пригодной

Поверитель: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата проведения поверки: « _____ » _____ 20__ г.

Результаты поверки действительны до: « _____ » _____ 20__ г.