



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»



В.В. Фефелов

« 28 » апреля 2026 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
на Северо-Комсомольском месторождении СИКН-1**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2804/1-311229-2026

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на Северо-Комсомольском месторождении СИКН-1 (далее – СИКН), заводской № 656, и устанавливает методику первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

1.2 Поверка СИКН проводится поэлементно:

- поверка средств измерений, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки;

- метрологические характеристики СИКН определяют расчетным методом в соответствии с настоящей методикой поверки.

1.3 Если очередной срок поверки средств измерений из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН или появилась необходимость периодической или внеочередной поверки средств измерений, то поверяют только данное средство измерений, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.4 СИКН прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2025 в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356 (при условии, что расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300) (регистрационный номер 68358-17 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) (далее – СРМ), входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с законодательством Российской Федерации и пригодны к применению).

1.5 В результате поверки СИКН должны быть подтверждены метрологические характеристики СИКН, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч: – по одной измерительной линии – по СИКН	от 107 до 313 от 107 до 626
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

1.6 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	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	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Примечание – При получении отрицательных результатов по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКН прекращают.			

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в блоке технологическом и блоке местной автоматики от плюс 15 до плюс 36 °С;
- основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать приведенным в описании типа СИКН. Соответствие проверяют по данным, предоставленным владельцем СИКН.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКН, средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 7 Внешний осмотр средства измерений, п. 8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений, п. 9 Проверка программного обеспечения средства измерений, п. 10 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от плюс 15 до плюс 36 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
Примечание – Допускается использовать при поверке другие средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав средств измерений и комплектность СИКН;
- отсутствие механических повреждений компонентов СИКН, препятствующих применению СИКН;
- четкость надписей и обозначений СИКН.

7.2 Результаты поверки по пункту 7 считают положительными, если:

- состав средств измерений и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- отсутствуют механические повреждения компонентов СИКН, препятствующие применению СИКН;
- надписи и обозначения на СИКН четкие и соответствуют технической документации СИКН.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 При подготовке к поверке приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с эксплуатационной документацией.

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

8.3 При опробовании проводят проверку общей работоспособности СИКН:

- проверяют на автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора СИКН соответствие текущих измеряемых СИКН значений массового расхода, плотности, температуры и избыточного давления нефти данным, отраженным в описании типа СИКН;
- проверяют наличие сообщений об ошибках на дисплеях комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК «АБАК+») (основного и резервного).

8.4 Результаты поверки по пункту 8 считают положительными, если:

- текущие измеряемые СИКН значения массового расхода, плотности, температуры и избыточного давления нефти соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН;
- на дисплеях ИВК «АБАК+» (основного и резервного) сообщения об ошибках отсутствуют.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) проводят сравнением

идентификационных данных ПО СИКН с идентификационными данными ПО, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа СИКН и отраженными в описании типа СИКН.

9.2 Проверку ПО СИКН выполняют для ИВК «АБАК+» (основного и резервного) в следующей последовательности: в «Меню» выбирается вкладка «Описание», в открывшемся окне отображаются идентификационные данные ПО ИВК «АБАК+».

9.3 Проверку ПО СИКН выполняют для АРМ оператора в следующей последовательности: в «Меню» выбирается вкладка «Контрольная сумма», в открывшемся окне отображаются идентификационные данные ПО АРМ оператора СИКН.

9.4 Результаты поверки по пункту 9 считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с указанными в описании типа СИКН.

10 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Проверка сведений о поверке средств измерений

10.1.1 Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о поверке средств измерений, входящих в состав СИКН в соответствии с описанием типа СИКН и фактически установленных в СИКН.

10.1.2 СРМ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены на месте эксплуатации в составе СИКН.

10.1.3 Результаты поверки по пункту 10.1 считают положительными, если средства измерений, входящие в состав СИКН в соответствии с описанием типа СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

10.2.1 При поверке СРМ на месте эксплуатации в составе СИКН относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости СРМ, входящих в состав СИКН.

10.2.2 Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки СРМ, входящих в состав СИКН.

10.2.2.1 За минимальное значение диапазона измерений массового расхода по одной измерительной линии (далее – ИЛ) и по СИКН принимают минимальное значение массового расхода, указанное в протоколе поверки СРМ, или значение минимального расхода по ИЛ и по СИКН, указанное в описании типа СИКН, если оно больше.

10.2.2.2 За максимальное значение диапазона измерений массового расхода по одной ИЛ принимают максимальное значение массового расхода, указанное в протоколе поверки СРМ, или значение максимального расхода по ИЛ, указанное в описании типа СИКН, если оно меньше.

10.2.2.3 За максимальное значение диапазона измерений массового расхода по СИКН принимают сумму максимальных значений массовых расходов, указанных в протоколах поверки СРМ, установленных на любых двух ИЛ, или значение максимального расхода по СИКН, указанное в описании типа СИКН, если оно меньше.

10.2.2.4 Диапазоны измерений массового расхода нефти по одной ИЛ и по СИКН, определенные при поверке СИКН, не должны превышать диапазоны измерений, указанные в описании типа СИКН.

10.2.3 Результаты поверки по пункту 10.2 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

10.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{MH} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta_{WB}^2 + \Delta_{WMP}^2 + \Delta_{WXC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где δ_M – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- Δ_{WB} – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, рассчитанная по формулам (2) или (3);
- Δ_{WMP} – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, рассчитанная по формуле (4);
- Δ_{WXC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, рассчитанная по формуле (5);
- W_B – массовая доля воды в нефти, %;
- W_{MP} – массовая доля механических примесей в нефти, определяемая согласно ГОСТ 6370–2018, %;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, определяемая согласно ГОСТ 21534–2021, %.

10.3.2 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти Δ_{WB} , %, рассчитывают по формулам:

- при измерении массовой доли воды в нефти в лаборатории

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

- где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
- r_B – сходимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

– при измерении массовой доли воды в нефти влагомером нефти поточным УДВН-2п из состава СИКН

$$\Delta_{WB} = \pm \Delta_\phi \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{фв}}, \quad (3)$$

- где Δ_ϕ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-2п, %;
- ρ_B – плотность воды при условиях измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной 1000 кг/м³;
- $\rho_{фв}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной плотности нефти, измеренной преобразователем плотности и расхода CDM из состава СИКН, или определенной в лаборатории и приведенной к условиям измерения массы нефти, кг/м³.

10.3.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти Δ_{WMP} , %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{WMP} = \pm \sqrt{\frac{R_{MP}^2 - 0,5 \cdot r_{MP}^2}{2}}, \quad (4)$$

- где R_{MP} – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
- r_{MP} – сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

10.3.4 Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{фxc} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534–2021, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534–2021, мг/дм³;
 $\rho_{фxc}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой доли хлористых солей в нефти, принимаемая равной плотности нефти, измеренной преобразователем плотности и расхода CDM из состава СИКН, или определенной в лаборатории и приведенной к условиям измерения массы нефти, кг/м³.

10.3.5 Результаты поверки по пункту 10.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти, рассчитанная по формуле (1), не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки.

11.2 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений массового расхода, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФОЕИ.

11.3 Результаты поверки оформляют в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

11.4 По заявлению владельца СИКН или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке и протокол поверки СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.