

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)



«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер
АО «Транснефть - Автоматизация и
Метрология»

 И.Ф. Гибаев
« 27 » 11 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 940

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0025-ТНМ-2023

г. Москва
2023

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 940 (далее – СИКН), заводской № 940, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости.

Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Метрологические характеристики измерительного канала (ИК) объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК) определяются на месте эксплуатации комплектным методом.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблицах 1, 2.

Таблица 1

Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти
от 285 до 8500	±0,25 %	±0,35 %
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.		

Таблица 2

Диапазон измерений ИК объемного расхода нефти*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК объемного расхода нефти
от 1,4 до 12,0	±5,0 %
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение метрологических характеристик СИ	да	да	9
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	да	да	10

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, 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 в фактически обеспечиваемым 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 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.3 Условия эксплуатации СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– температура*, °С	от -10 до +40
– плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 835 до 905
– кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт)	от 2 до 60
– массовая доля воды, %, не более	1,0
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– содержание свободного газа	Не допускается
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С:	
– в месте установки БИЛ	от -36 до +35
– в месте установки ИВК	от +10 до +35
б) относительная влажность в месте установки ИВК, %	от 30 до 80
в) атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
*При применении стационарной установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (регистрационный номер в ФИФОЕИ - 77811-20) температура измеряемой среды от -8,5 до +40,0°С	

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 5.

Таблица 5

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -36 до +35 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,4$ °С; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 30 до 80 % с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 3 %.	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13) Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15)
п. 9 Определение метрологических характеристик СИ	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода жидкости (далее – ПР), и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %; Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ %; Поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ ; Расходомер ультразвуковой FLUXUS, (далее – УЗПР), с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений ИК объемного расхода нефти в БИК, и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 2,0$ %.	Установка поверочная трубопоршневая двусторонняя (регистрационный № 77811-20), Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-01, 15644-06), Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17), Расходомер ультразвуковой FLUXUS (регистрационный № 56831-14)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27.12.2012 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,
СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

6 Внешний осмотр средства измерений

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 СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки, указанных в таблице 5.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 5) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. 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.

Перед проведением определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК выполняют следующие работы:

- устанавливают расход нефти в БИК в пределах рабочего диапазона расхода;
- проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической обвязке в верхних точках трубопровода БИК. Для этого устанавливают расход рабочей жидкости через расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР» (далее - УЗР) в пределах рабочего диапазона и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов БИК.

7.3 Опробование

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

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

Проводят опробование УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК, в соответствии с эксплуатационной документацией. Проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Результаты измерений расхода через УЗР наблюдают на дисплее УЗР или дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН (за исключением УЗР), наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

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

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН (за исключением УЗР), имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

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 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 СИКН $\delta_{Мб}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мб} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема ПР, входящего в состав СИКН;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в блоке показателей качества нефти (далее – БИК) СИКН;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК СИКН;

Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии СИКН;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти, %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_ρ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_ρ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Мб}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где $\delta_{Мб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

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

$\Delta_{W_{xc}}$ – 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, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;

r – сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_b} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (6)$$

где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %;

r_B – сходимостъ метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{W_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-83, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (8)$$

где $\rho_{изм}^д$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^д \cdot \sqrt{2}}. \quad (9)$$

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (10)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

9.5 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК проводят в фактически обеспечиваемом диапазоне расхода нефти СИКН. Измерения проводят в трёх точках объемного расхода нефти в БИК, соответствующих минимальному, среднему и максимальному значению расхода нефти СИКН.

В БИК в соответствии с эксплуатационной документацией устанавливают в выбранном месте на трубопровод УЗПР.

Добиваются стабилизации расхода. Значение расхода в течение не менее чем 1 мин. не должно изменяться более чем на 2,5 % от установленного значения. После стабилизации расхода выполняют не менее 3 измерений. По окончании каждого измерения регистрируют в протоколе (Приложение А):

- значение расхода, измеренное УЗПР ($Q_{\text{УЗПР}i}$, м³/ч);
- значение расхода, измеренное ИК ($Q_{\text{ИК}i}$, м³/ч).

Определяют относительную погрешность ИК объемного расхода в БИК $\delta_{\text{ИК}i}$ для каждого i -го измерения, %, по формуле

$$\delta_{\text{ИК}i} = \frac{Q_{\text{ИК}i} - Q_{\text{УЗПР}i}}{Q_{\text{УЗПР}i}} \cdot 100, \quad (11)$$

где $Q_{\text{ИК}i}$ – результат i -го измерения объемного расхода ИК, м³/ч;

$Q_{\text{УЗПР}i}$ – результат i -го измерения объемного расхода УЗПР, м³/ч.

Проверяют выполнение условия для каждого i -го измерения

$$\delta_{\text{ИК}} \leq \pm 5,0 \%. \quad (12)$$

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК объемного расхода в БИК соответствующими установленным пределам если, полученное значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти не превышает $\pm 5,0 \%$.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН (за исключением УЗР), имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25 \%$;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35 \%$;
- значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти ИК объемного расхода нефти не превышает установленные пределы $\pm 5,0 \%$;

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки согласно Приложению А.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку,

аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

При поверке СИКН в части отдельного ИК оформляют протокол поверки СИКН в части ИК согласно Приложению Б.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН в части ИК, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При получении положительных результатов поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений. Срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке на СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части ИК.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской №: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 8)

А.4. Определение метрологических характеристик

А.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, установленным при утверждении типа характеристикам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК

ИК № _____

УЗР: _____, заводской № _____

ИВК ТН-01: _____, заводской № _____

Результаты измерений и вычислений

Номер точки (j)	№ измерения (i)	$Q_{икі}$, м ³ /ч	$Q_{узпрі}$, м ³ /ч	$\delta_{икі}$, %
	1			
	...			
	n			

Метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти в БИК установленным в соответствии с 9.5 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А.4.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А.4.4 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской №: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

- А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)
А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)
А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 8)
А.4. Определение метрологических характеристик

Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК

ИК № _____

УЗР: _____, заводской № _____

ИВК ТН-01: _____, заводской № _____

Результаты измерений и вычислений

Номер точки (j)	№ измерения (i)	$Q_{икі}$, м ³ /ч	$Q_{узпрі}$, м ³ /ч	$\delta_{икі}$, %
	1			
	...			
	n			

Метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти в БИК установленным в соответствии с 9.5 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки