

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. Гобаев

2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0031-ТНМ-2023

г. Москва

2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 464 ПСП «Заречье» (далее – СИКН), заводской № 04, 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 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. При наличии сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК не проводят.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН или ИК объемного расхода в БИК (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК), наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только данное СИ или СИКН в части отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

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

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики СИКН

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 400 до 2808	±0,25	±0,35

*- Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти в БИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
от 0,9 до 8,0 м ³ /ч*	±5,0 %
*- Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Наименование операции	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.1 7.2
Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Да	Да	7.3
Определение метрологических характеристик	Да	Да	9
Подтверждение соответствия 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 таблице 1, 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 таблице 1.

Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.2 Условия эксплуатации СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в инструкции по эксплуатации СИКН.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

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 -32 до +44 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,4$ °С;	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 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 турбинных HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ %; 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 не более $\pm 0,36$ кг/м ³ ; Расходомер ультразвуковой с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК объемного расхода нефти в БИК, и пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 1 %.	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный № 37248-08), Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-06), Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17) (ИВК), Расходомер ультразвуковой FLUXUS модели ADM F608 (ПР), (регистрационный номер № 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 4.

7.2 Подготовка к поверке

7.2.1 Подготовку и установку средств поверки (таблица 4) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и (или)

наличие сведений о результатах поверки СИ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ), и/или знаков поверки, нанесенных на СИ, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки.

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 через 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 ИК объемного расхода в пределах рабочего диапазона и кратковременно открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов БИК для стравливания газа (воздуха).

7.2.2 Подготовку к определению метрологических характеристик УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК, проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации и инструкции по программированию ПР.

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 параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память ИВК на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;
- 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.

- перед определением погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации и инструкции по программированию ПР.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

Результат считают положительным, если ПО СИКН соответствует указанному в эксплуатационной документации на СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных

результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа (за исключением УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК).

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

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены (за исключением УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК).

9.2 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложении А.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК не превышает установленные пределы $\pm 5\%$.

9.3 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ТПР, 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.

9.4 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 δ_{M6} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

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, °С, 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_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_p – 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 $\pm 0,25$ %.

9.5 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 δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

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

где $\delta_{Mб}$ – 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. 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_a} , %, вычисляют по формуле

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

где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, 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

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

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

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

Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534 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

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

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 $\pm 0,35$ %.

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 ИК объемного расхода нефти в БИК), 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 ИК объемного расхода нефти в БИК не превышает установленные пределы $\pm 5,0$ %.

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы (или в соответствии с приложением Б) с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

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

11.2 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают протокол поверки СИКН.

При проведении внеочередной поверки отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК, в действующий период свидетельства о поверке СИКН, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по приложению Б, настоящей методики поверки. При положительных результатах поверки оформляется свидетельство о поверке на СИКН в части и объеме проведенной поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части поверки ИК объемного расхода в БИК.

11.3 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.

Приложение А
(обязательное)

Определение относительной погрешности измерений ИК объемного расхода нефти в БИК

Определение относительной погрешности измерений отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК проводят экспериментальным, комплексным методом. В состав ИК объемного расхода нефти в БИК входят:

- контроллеры программируемые логические REGUL RX00;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030K (далее – УЗР).

Относительную погрешность ИК объемного расхода в БИК определяют при трех значения расхода в БИК. Результаты заносятся в протокол по форме, приведённой в приложении Б.

Относительную погрешность измерений ИК объемного расхода нефти в БИК δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \frac{Q_{\text{ИК}} - Q_{\text{ПР}}}{Q_{\text{ПР}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

- где $Q_{\text{ИК}}$ - значение расхода нефти, измеренная ИК объемного расхода нефти в БИК, м³/ч;
- $Q_{\text{ПР}}$ - значение объемного расхода нефти, измеренная ПР, м³/ч.

Относительная погрешность измерений ИК объемного расхода нефти в БИК не должна превышать $\pm 5,0$ %.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ___ из ___

Наименование средства измерений: _____

Тип, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Б.1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

Б.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует)

Б.3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

Б.4 Определение метрологических характеристик

Б.4.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) сведений в ФИФ ОЕИ на СИ входящих в состав СИКН: _____

(соответствует/не соответствует)

Б.4.2 Определение относительной погрешности измерений измерительного канала объемного расхода нефти в БИК

Тип УЗР _____ Зав.№ _____

Тип ПР _____ Зав.№ _____

Таблица 1 - Результаты измерений и вычислений

Номер измерения	Значение расхода измеренное ПР, м ³ /ч	Значение расхода, измеренное ИК, м ³ /ч	Относительная погрешность, %

Относительная погрешность ИК объемного расхода нефти в БИК установленным в п. 9.2 пределам _____

(соответствует/не соответствует)

Б.5 Диапазон измерений расхода нефти через СИКН: _____ - _____ м³/ч.

Б.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в п. 9.4 пределам _____

(соответствует/не соответствует)

Б.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в п. 9.5
пределам _____

(соответствует/не соответствует)

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____

подпись

И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.