

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

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер
АО «Транснефть – Метрология»
И.Ф. Гибаев

«10» ноября 2022 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115
ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0036-ТНМ-2022

г. Москва
2022

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее – СИКН), заводской № 1, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным 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 Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Метрологические характеристики 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.

Если очередной срок поверки СИ или измерительного канала (ИК) объема и объемного расхода (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода), входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ или СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода, входящего в состав СИКН, то поверяют только это СИ или СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

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 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 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик контрольно - резервного преобразователя расхода жидкости турбинного геликоидного серии НТМ (далее – ТПР), входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, при поэлементном способе, проводят при условиях, предусмотренных методикой поверки ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, установленной при утверждении типа ТПР.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

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 -30 до 60 °С с абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °С; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 10 до 98 % с погрешностью ± 3 %	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13)
п. 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %). Поточный преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ . Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ % (далее – ИВК)	Установка поверочная трубопоршневая двуправленная (далее - ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %, (регистрационный № 20054-06). Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ кг/м ³ , (регистрационный № 15644-01). Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной

		погрешности вычислений расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %, (регистрационный № 81438-21).
--	--	---

Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 2.

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

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

6.2 Внешний осмотр контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, проводят в соответствии с методикой поверки ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, установленной при утверждении типа ТПР.

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 2.

7.2 Подготовка к поверке

7.2.1 Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) 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, применяемых при проведении поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

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 подтеков нефти. При обнаружении подтеков нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.2.2 Подготовку к определению метрологических характеристик контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, проводят в соответствии с методикой поверки ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, установленной при утверждении типа ТПР.

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.

7.3.2 Опробование контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, проводят в соответствии с методикой поверки ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, установленной при утверждении типа ТПР.

7.4 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.1-7.3 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

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

Результат считают положительным, если 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, 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 контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти).

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, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ (за исключением контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти).

Определение метрологических характеристик контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти проводят поэлементно в соответствии с документом на поверку, установленном при утверждении типа ТПР.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного $\pm 0,15$ %.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного в точке расхода $\pm 0,10$ %.

Алгоритм определения метрологических характеристик ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, соответствует алгоритму поверки преобразователей объемного расхода, приведенному в МИ 1974-2004.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, контрольно-резервный ТПР, входящий в состав ИК объема и объемного расхода нефти имеет протокол определения метрологических характеристик, а также действующие знаки поверки.

9.2 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 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 ТПР, 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 измерительной линии в момент проведения поверки;

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

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

- Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК СИКН (из свидетельства о поверке на преобразователь температуры);
- 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 (из свидетельства о поверке на преобразователь температуры);
- δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти (из свидетельства о поверке ИВК), %.

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 (в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН).

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

9.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M6}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{W_s})^2 + (\Delta_{W_{мп}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где 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 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов». 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 – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{w_s} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (6)$$

где R_b – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимости 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 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимости 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 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» 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

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

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

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

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 разделу 9 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки в соответствии с приложением А методики поверки 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.

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.

11.2 При поверке СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части ИК объема и объемного расхода.

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

При поверке СИКН в части отдельного ИК объема и объемного расхода по заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в части ИК объема и объемного расхода.

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части ИК объема и объемного расхода и на пломбы, установленные на контрольных проволках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах ТПР, в соответствии с документом на поверку, установленном при утверждении типа ТПР.

Согласно эксплуатационных документов в СОИ СИКН заносят полученные при определении метрологических характеристик контрольно-резервного ТПР, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти коэффициенты преобразования.

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

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

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 (подраздел 6.1): _____ (соответствует/не соответствует)

А.2. Опробование (п. 7.3.1): _____ (соответствует/не соответствует)

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

А.4. Определение метрологических характеристик

4.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки _____ (имеют/не имеют).

4.2 Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти

4.2.1 Внешний осмотр (подраздел 6.2) _____ (соответствует/не соответствует)

4.2.2 Опробование (п. 7.3.2): _____ (соответствует/не соответствует)

4.2.3 Определение относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти № _____

Место проведения поверки: СИКН № 115 ЛПДС «Юргамыш»

ПР: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____ Принадлежит _____

ПУ: Тип _____ Разряд _____ Зав. № _____ Принадлежит _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость при поверке: мин _____ сСт, макс _____ сСт

Содержание воды в нефти (заполняют только для узлов учета сырой нефти) _____ % (в объемных долях)

Таблица 1 – Исходные данные

Поверочной установки (ПУ)										СОИ			Жидкости		
Детекторы	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	$\alpha_t (\alpha_{k-1})$ °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	$\Theta_{V 0}$, %	$\Delta t_{пу}$, °C	t^m , °C	$\delta_{COI}^{(K)}$, %	$\Delta t_{пр}$, °C	ρ , кг/м ³	t_p , °C		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм. j/i	Детекторы		по ПУ				по ПР					
			Q_{ij} , м ³ /ч	T_{ij} , °C	$t_{ij}^{пу}$, °C	$P_{ij}^{пу}$, МПа	V_{ij} , м ³	f_{ij} , Гц	t_{ij} , °C	P_{ij} , МПа	N_{ij} , имп	K_{ij} , имп/м ³
1	3	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1/1												
...												
1/n ₁												
...												
m/1												
...												
m/n _m												

Продолжение таблицы 2

№ точ/ № изм. j/i	по ПП		по вискозим.	
	ρ_{ij} , кг/м ³	$t_{ij}^{пл}$, °C	v_{ij} , сСт	
1	13	14	15	
1/1				
...				
1/n ₁				
...				
m/1				
...				
m/n _m				

Таблица 3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки (j)	Q_j , м³/ч	$f_j (f/v)_j$, Гц (Гц/сСт)	K_j , имп/м³	S_j , %	ε_j , %	$\Theta_{\Sigma j}$, %	δ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

Таблица 4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД (k)	$Q_{min k}$, м³/ч	$Q_{max k}$, м³/ч	$\varepsilon_{ПДk}$, %	$\Theta_{АПДk}$, %	$\Theta_{\Sigma ПДk}$, %	$\delta_{ПДk}$, %	$K_{ПДk}$, имп/м³
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m-1							

Таблица 5 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

Q_{min} , м³/ч	Q_{max} , м³/ч	$\varepsilon_{Д}$, %	$\Theta_{АД}$, %	$\Theta_{\Sigma Д}$, %	$\delta_{Д}$, %	$K_{Д}$, имп/м³
1	2	3	4	5	6	7

Относительная погрешность ИК объема и объемного расхода с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного в точке расхода не превышает $\pm 0,10$ %;

Относительная погрешность ИК объема и объемного расхода с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного не превышает $\pm 0,15$ %.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

δv , %	$\delta \rho$, %	G	β	ΔT_p , %	δN , %	ΔT_v , %	δ_{M6} , %

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает $\pm 0,25$ %.

4.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta_{МБ}, \%$	$\delta_{МН}, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35 \%$.

_____	_____	_____	Дата поверки
должность лица, проводившего поверку	подпись	Ф.И.О.	_____

Примечание к заполнению – При поверке СИКН в части отдельного ИК протокол поверки заполняют только в части п. 4.2 настоящего протокола.