

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

«СОГЛАСОВАНО»



Главный инженер
АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»

И.Ф. Гибаев

«14» ноября 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

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

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0068-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее – СИКН), заводской № 01, 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.

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

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 293,2 до 2100,0	±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 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: Контрольно-резервная ИЛ № 4)	ПРГ	ИВК	от 256 до 882	±0,10* (±0,15)**

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем расхода жидкости турбинным геликоидным серии НТМ (далее – ПРГ), применяемым в качестве контрольного в точке расхода;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПРГ, применяемым в качестве резервного.

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
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	да	да	7.1
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 обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

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)	Средство измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -48°C до $+41^{\circ}\text{C}$ с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$; Средство измерений относительной влажности 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 2-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с 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 ;	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный №20054-06), Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17), Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (регистрационный № 15644-01).
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 поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

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

6 Внешний осмотр средства измерений

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

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

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

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

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.

7.4 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, 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.

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.

При отсутствии сведений о поверке контрольно-резервного ПРГ, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти допускается проводить определение метрологических характеристик контрольно-резервного ПРГ, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти в соответствии с документом на поверку, установленном при утверждении типа ПРГ. Алгоритм определения метрологических характеристик ПРГ, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, соответствует алгоритму поверки преобразователей объемного расхода, приведенному в МИ 1974-2004.

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

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

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки (контрольно-резервный ПРГ, входящий в состав ИК объема и объемного расхода нефти, имеет либо запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, либо протокол определения метрологических характеристик).

9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки преобразователей расхода (ПР), установленных на измерительных линиях (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

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

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

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 БИК;

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;

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 ИЛ 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/м^3 ;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3 .

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 $\delta_{\text{Мн}}$, %, вычисляют по формуле

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

- где $\delta_{\text{Мб}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta_{W_{\text{в}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta_{W_{\text{мп}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta_{W_{\text{xc}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{\text{мп}}$ – 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 $\Delta_{W_{\text{в}}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{\text{в}}} = \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}, \quad (6)$$

- где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %;
- $r_{\text{в}}$ – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %.

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

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

- где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %;
- $r_{\text{мп}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, 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 $r_{\text{xcм}}$, выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

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

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

r_{xcp} – сходимости метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

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

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

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

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

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 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.

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.

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 с указанием применения контрольно-резервного ПРГ в качестве контрольного (с пределами допускаемой относительной погрешности в точке расхода $\pm 0,10 \%$) и (или) применения контрольно-резервного ПРГ в качестве резервного (с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15 \%$).

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 ПРГ, в соответствии с документом на поверку, установленном при утверждении типа ПРГ.

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

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

Детекторы	Поверочной установки (ПУ)									СОИ	ПР	Жидкости	
	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t (α_{K1}) °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma O_2}$, %	$\Theta_{V O_2}$, %	$\Delta t_{пу}$, °C	t^{cm} , °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	Q_{ij} , м ³ /ч	по ПУ					по ПР				
		Детекторы	T_{ij} , с	$t_{ij}^{пу}$, °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	2	3	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	$t_{ij}^{ПП}$, °C	ν_{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 (<i>j</i>)	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 (<i>k</i>)	$Q_{min k}$, м³/ч	$Q_{max k}$, м³/ч	$\varepsilon_{ПДk}$, %	$\Theta_{АПДk}$, %	$\Theta_{СПДk}$, %	$\delta_{ПДk}$, %	$K_{ПДk}$, 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	ε_D , %	Θ_{AD} , %	$\Theta_{\Sigma D}$, %	δ_D , %	K_D , имп/м³
1	2	3	4	5	6	7

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

Относительная погрешность ИК объема и объемного расхода с контрольно-резервным ПРГ, 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.