

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

«13» декабря 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 102
ПСП «Тайшет-2». Резервная схема учета

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0049-ТАМ-2024

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 102 ПСП «Тайшет-2». Резервная схема учета (далее – СИКН РСУ), заводской № 102, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

СИКН РСУ 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 РСУ, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН РСУ определяются на месте эксплуатации расчетным методом.

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

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

Таблица 1

| Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м ³ /ч | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % |
|---|---|--|
| от 527 до 2100 | ±0,25 | ±0,35 |

*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки системы и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

| 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 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 РСУ проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающемся 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 РСУ.

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

| 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 -40 до +35 °C с абсолютной погрешностью ±0,4 °C. | Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13) Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15) |
| п. 9 Определение метрологических характеристик | 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 расходомера ультразвукового LEFM 280Ci (далее – УЗР), и с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,05 %. Поточный преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ±0,3 кг/м ³ . Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти ±0,05 %, с пределами допускаемой | Установка поверочная трубопоршневая дву направленная, (регистрационный № 20054-06). Преобразователь плотности жидкости измерительный (мод. 7835) (регистрационный № 15644-06). Комплекс измерительно- вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17). |

| | | |
|---|--|--|
| | относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,025\%$. | |
| 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 РСУ, 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 РСУ и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

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

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

Результат считают положительным, если СИКН РСУ 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 в соответствии с таблицей 3.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 3) и СИКН РСУ осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие 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 РСУ. На элементах технологической схемы СИКН РСУ не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Опробование

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

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

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

9 Определение метрологических характеристик

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН РСУ

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН РСУ, 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 РСУ, приведен в описании типа СИКН РСУ.

Входящие в состав СИКН РСУ СИ на момент проведения поверки СИКН РСУ должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

Определение метрологических характеристик расходомера ультразвукового LEFM 280Ci (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 61332-15) и обработка результатов измерений проводится в соответствии с МИ 3265-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации», утвержденной ГНМЦ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 12.11.2009.

Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в сертификатах (свидетельствах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Проверку согласно 9.1 проводят для фактически установленных показывающих СИ температуры и давления на момент проведения поверки СИКН РСУ.

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

9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН РСУ

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки УЗР, установленного на измерительной линии (далее – ИЛ). За минимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают наименьшее значение объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН РСУ принимают

наибольшее значение объемного расхода через ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН РСУ, если оно меньше.

9.3 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы брутто нефти

Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН РСУ, используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН РСУ для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН РСУ 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 УЗР, входящего в состав СИКН РСУ;

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 основной 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 основной СИКН (из свидетельства о поверке на преобразователь температуры);

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 РСУ (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_p , %, вычисляют по формуле

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

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, kg/m^3 ;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, kg/m^3 (в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН РСУ).

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

9.4 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

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

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

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M_6}}{1,1}\right)^2 + \frac{\left(\Delta_{W_b}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{mp}}\right)^2 + \left(\Delta_{W_{xc}}\right)^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta_{W_{mp}}$ – 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_{mp} – 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 «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 – 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 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», 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 $\Delta_{W_{mp}}$, %, 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 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{мп}}$ – 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 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

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

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

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

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

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

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

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 РСУ не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$.

10 Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

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

- СИ, входящие в состав СИКН РСУ, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН РСУ не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$.

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

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН РСУ оформляют протоколом поверки произвольной формы или в соответствии с приложением А методики поверки с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

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

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН РСУ на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН РСУ в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН РСУ.

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

A.1. Внешний осмотр средства измерений: (соответствует/не соответствует требованиям раздела 6)

A.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует требованиям раздела 7.3)

A.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: (соответствует/не соответствует требованиям раздела 8)

A.4. Определение метрологических характеристик

4.1 Проверка сведений о результатах поверки средств измерений, входящих в состав СИКН РСУ, (соответствует/не соответствует требованиям подраздела 9.1)

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН РСУ

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

| δv , % | $\delta \rho$, % | G | β | ΔT_p , % | δN , % | ΔT_V , % | $\delta_{Mб}$, % |
|----------------|-------------------|---|---------|------------------|----------------|------------------|-------------------|
| | | | | | | | |

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

4.3 Определение относительной погрешности СИКН РСУ при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

| W_B , % | W_{XC} , % | W_{MP} , % | ΔW_B , % | ΔW_{XC} , % | ΔW_{MP} , % | $\delta_{Mб}$, % | $\delta_{Mн}$, % |
|-----------|--------------|--------------|------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| | | | | | | | |

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

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____