



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 18 ПСП
ЛПДС «Юргамыш»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2112/1-311229-2021

г. Казань
2021

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 18 ПСП 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.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с 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 07 февраля 2018 г. № 256 и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63–2019.

1.3 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 расчетным методом.

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

1.5 Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр СИ	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИ	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения СИ	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ	9	Да	Да
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки СИ	11	Да	Да

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН, или в фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в

таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
6, 7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 10 до 40 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
9	СИ силы постоянного тока: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА)	Калибратор многофункциональный МСх-Р (регистрационный номер 22237-08 в ФИФОЕИ), модификация МС5-Р-IS
	СИ количества импульсов: диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов	

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

4.3 Применяемые эталоны и СИ должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 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.

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

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКН;
- пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии);
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и его компонентов.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН (при наличии), выполнена в соответствии со сведениями в их описаниях типа;

- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующих ее применению;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки на все средства поверки.

7.3 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек 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.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО).

8.1.1 Проверку идентификационных данных ПО СИКН, реализованном в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-07 (далее – ИВК), проводят в следующей последовательности:

- вызвать меню «Основные параметры»;
- выбрать в меню пункт «Просмотр»;
- выбрать пункт «О программе» для просмотра идентификационных данных ПО «Форвард»;
- идентификация каждого модуля производится по идентификационному наименованию, номеру версии и цифровому идентификатору.

8.1.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

8.2 Проверка работоспособности

8.2.1 Проверяют:

- отсутствие на автоматизированном рабочем месте оператора сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода, плотности, кинематической вязкости и влагосодержания данным, отраженным в описании типа СИКН.

8.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- на автоматизированном рабочем месте оператора отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода и плотности соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

СИ, входящие в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа этих СИ.

9.2 Определение погрешности ИВК при измерении силы постоянного тока

Абсолютную погрешность ИВК при измерении силы постоянного тока по j-му

токовому входу при i -м измерении ΔI_{ji} , мА, вычисляют по формуле

$$\Delta I_{ji} = I_{ji} - I_{дi}, \quad (1)$$

где I_{ji} – измеренное значение силы постоянного тока по j -му токовому входу при i -м измерениях, мА;

$I_{дi}$ – действительное значение силы постоянного тока при i -м измерениях, мА.

Абсолютная погрешность ИВК при измерении силы постоянного тока по j -му токовому входу при i -м измерениях не должна выходить за пределы допускаемой абсолютной погрешности ИВК при измерении постоянного тока, равные $\pm 0,009$ мА.

9.3 Определение погрешности ИВК при измерении количества импульсов

Относительную погрешность ИВК при измерении количества импульсов по j -му импульсному входу при i -м измерениях δ_{Nji} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Nji} = \frac{N_{ji} - N_{дi}}{N_{дi}} \cdot 100, \quad (2)$$

где N_{ji} – измеренное значение количества импульсов по j -му импульсному входу при i -м измерениях, импульс;

$N_{дi}$ – действительное значение количества импульсов при i -м измерениях, импульс.

Относительная погрешность ИВК при измерении количества импульсов по j -му импульсному входу при i -м измерениях не должна выходить за пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при измерении количества импульсов, равные $\pm 0,005$ %.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений $\delta_{мб}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{мб} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (3)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (4)$$

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

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

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества СИКН в момент проведения поверки;

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 блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей 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 (по свидетельству о поверке преобразователя температуры);

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти (по свидетельству о поверке ИВК), %.

9.4.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (5)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³. Используют данные из свидетельства о поверке на преобразователь плотности, входящий в состав СИКН;
 ρ – плотность нефти в момент проведения поверки, кг/м³.

9.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.5.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти определяют ручным способом или при помощи программного комплекса.

9.5.2 При ручном способе определения относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Мб}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_п)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_в + W_п + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (6)$$

где $\Delta W_в$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_п$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $W_в$ – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_п$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.5.3 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, равной 0,95, и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (7)$$

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, %.

9.5.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_п$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_п = \sqrt{\frac{R_п^2 - 0,5 \cdot r_п^2}{2}}, \quad (8)$$

где $R_п$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;
 $r_п$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.5.5 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение

сходимости определения концентрации хлористых солей $r_{\text{хст}}$, выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хст}}}{\rho_{\text{изм}}^{\text{д}}}, \quad (9)$$

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

9.5.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}}{\rho_{\text{изм}}^{\text{д}} \cdot \sqrt{2}}. \quad (10)$$

9.5.7 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{изм}}^{\text{д}}}, \quad (11)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

9.5.8 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}, \quad (12)$$

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, %.

9.5.9 Результаты расчета по формулам (7) – (12) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (6) – до второго знака после запятой.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки СИКН считают положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации;

– относительная погрешность измерений массы брутто нефти, не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;

– относительная погрешность измерений массы нетто нефти, не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

11.1 Оформление результатов поверки СИКН

11.1.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

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

11.1.3 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.

11.1.3.1 К свидетельству о поверке прикладывают перечень СИ, входящих в состав СИКН и протокол поверки СИКН.

11.1.3.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.1.4 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.