



**ООО Центр Метрологии «СТП»**  
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных  
лиц RA.RU.311229

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Технический директор по испытаниям  
ООО Центр Метрологии «СТП»  
В.В. Фефелов

« 13 » \_\_\_\_\_ 2020 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 19**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 1307/1-311229-2020**

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 19 (далее – СИКН), заводской № 19, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Интервал между поверками – 1 год.

## **1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ**

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 5.1);
- опробование (пункт 5.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 5.3);
- оформление результатов поверки (раздел 6).

**Примечание** – При получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКН прекращают.

## **2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ**

2.1 Для контроля условий проведения поверки применяют:

– термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6А-Д: диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения атмосферного давления  $\pm 2,5$  гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения относительной влажности  $\pm 2$  % в диапазоне от 0 до 90 %,  $\pm 3$  % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения температуры  $\pm 0,3$  °С.

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

2.3 Применяемые СИ должны соответствовать требованиям нормативно-правовых документов в области обеспечения единства измерений Российской Федерации.

## **3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

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

## **4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН.

## **5 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **5.1 Внешний осмотр**

#### **5.1.1 Проверяют:**

- состав СИ, входящих в состав СИКН, и комплектность СИКН;

- наличие свидетельства о последней поверке СИКН (при периодической поверке);
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений;
- соответствие монтажа СИ, входящих в состав СИКН, требованиям эксплуатационных документов.

5.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- представлено свидетельство о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие;
- монтаж СИ, входящих в состав СИКН, соответствует требованиям эксплуатационных документов.

## 5.2 Опробование

### 5.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

5.2.1.1 Подлинность и целостность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

5.2.1.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН.

5.2.1.3 Результаты поверки по 5.2.1 считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с указанными в описании типа СИКН.

### 5.2.2 Проверка работоспособности СИКН

5.2.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие значений массовой доли воды, концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей данным, отраженным в описании типа СИКН;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, плотности и расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

5.2.2.2 Результаты поверки по 5.2.2 считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- значения массовой доли воды, концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, плотности и расхода находятся в пределах диапазонов измерений, отраженных в описании типа СИКН.

## 5.3 Определение метрологических характеристик

### 5.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

5.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку (далее – поверитель), и знаком поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.3.1.2 Результаты поверки по 5.3.1 считают положительными, если СИ, указанные в 5.3.1.1, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

### 5.3.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

5.3.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений  $\delta_{M6}$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tp}^2) + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tv}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta_V$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Используют данные из свидетельства о поверке преобразователя расхода жидкости ультразвукового DFX-ММ модели DFX16, входящего в состав СИКН;
- $G$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле (2);
- $\delta_\rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\alpha$  – коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$  (согласно приложению А ГОСТ 8.595–2004);
- $\Delta_{T\rho}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta_{TV}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\delta_N$  – относительная погрешность комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 при вычислении массы, %.

5.3.2.2 Коэффициент  $G$  рассчитывают по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_\rho}, \quad (2)$$

- где  $t_V$  – температура нефти при измерениях объема,  $^\circ\text{C}$ ;
- $t_\rho$  – температура нефти при измерениях плотности,  $^\circ\text{C}$ .

5.3.2.3 Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta_\rho$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta_\rho \cdot 100}{\rho_{\min}}, \quad (3)$$

- где  $\Delta_\rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Используют данные из свидетельства о поверке на преобразователь плотности, входящий в состав СИКН;
- $\rho_{\min}$  – минимальное значение плотности нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Используют данные из описания типа СИКН.

5.3.2.4 Результаты поверки по 5.3.2 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %.

### 5.3.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

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

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

5.3.3.3 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  $P=0,95$  и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений  $\Delta$ , % массы, вычисляют по формуле

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

где  $R$  – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;

$r$  – сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

5.3.3.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти  $\Delta W_{п}$ , %, вычисляют по формуле

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

где  $R_{п}$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{п}$  – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

5.3.3.5 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей  $R_{хс}$  по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r_{хс}$ . Значение сходимости  $r_{хсм}$ , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{хс} = \frac{0,1 \cdot r_{хсм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (7)$$

где  $\rho_{изм}^д$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м<sup>3</sup>.

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

$$\Delta W_{хс} = \sqrt{\frac{R_{хс}^2 - 0,5 \cdot r_{хс}^2}{2}}. \quad (8)$$

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

$$W_{хс} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{хс}}{\rho_{изм}^д}, \quad (9)$$

где  $\varphi_{хс}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

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

$$\Delta W_{в} = \sqrt{\frac{R_{в}^2 - 0,5 \cdot r_{в}^2}{2}}, \quad (10)$$

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

$r_{в}$  – сходимостъ метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

5.3.3.9 Результаты расчета по формулам (5) – (10) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (4) – до второго знака после запятой.

5.3.3.10 Результаты поверки по 5.3.3 считают положительными, если рассчитанные

пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают  $\pm 0,35$  %.

## **6 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

6.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

6.2 В соответствии с установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений порядком при положительных результатах поверки СИКН оформляют свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки СИКН – извещение о непригодности к применению.

6.3 По заявлению владельца СИКН или другого лица, представившего СИКН на поверку, или по согласованию с ними, на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают дополнительную информацию: «Результаты поверки СИКН действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверены действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки».