



**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  
\_\_\_\_\_ 2020 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6  
с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 2701/1-311229-2020**

г. Казань  
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-6 с УПСВ и КНС Котовского нефтяного месторождения (далее – СИКНС), заводской № 427-4, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Результаты поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверяются действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку (далее – поверитель), и знаком поверки.

Интервал между поверками СИКНС – 3 года.

## **1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ**

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 6.1);
- опробование (пункт 6.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.3);
- оформление результатов поверки (раздел 7).

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

## **2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ**

2.1 При проведении поверки СИКНС применяют следующие средства поверки:

– 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;

– калибратор многофункциональный МС5-R-IS: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm (0,02$  % показания + 1 мкА) (далее – калибратор).

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

2.3 Применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

## **3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКНС, 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 СИКНС и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

## 4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в операторной, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106

## 5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Средства поверки и систему обработки информации СИКНС выдерживают при условиях, указанных в разделе 4, не менее трех часов.

5.2 Средства поверки и СИКНС подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

## 6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

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

6.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

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

### 6.2 Опробование

#### 6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКНС проводят сравнением идентификационных данных ПО СИКНС с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

6.2.1.2 Проверку идентификационных данных ПО СИКНС проводят в соответствии с эксплуатационной документацией.

6.2.1.3 Результаты проверки соответствия ПО СИКНС считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКНС совпадают с указанными в описании типа.

#### 6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют соответствие текущих измеренных СИКНС значений температуры, избыточного давления, расхода, влагосодержания нефти сырой данным, отраженным в описании типа СИКНС.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если текущие измеренные СИКНС значения температуры, избыточного давления, расхода, влагосодержания нефти сырой соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС.

### 6.3 Определение метрологических характеристик

#### 6.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС

6.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки, СИ, входящих в состав СИКНС (кроме барьеров искрозащиты).

6.3.1.2 При наличии действующих свидетельств о поверке барьеров искрозащиты, входящих в состав СИКНС, операции по 6.3.2 допускается не проводить.

6.3.1.3 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если СИ, указанные в 6.3.1.1, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

#### 6.3.2 Определение приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

6.3.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь измерительного канала (далее – ИК) и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

6.3.2.2 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.3.2.3 Считывают значения входного сигнала с монитора операторской станции управления и в каждой контрольной точке рассчитывают основную приведенную погрешность  $\gamma_1$ , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (1)$$

где  $I_{\text{изм}}$  – значение силы постоянного тока, измеренное СИКНС, мА;

$I_{\text{эт}}$  – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

Если показания СИКНС можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значение тока  $I_{\text{изм}}$ , мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{16}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \cdot (X_{\text{изм}} - X_{\text{min}}) + 4, \quad (2)$$

где  $X_{\text{max}}$  – настроенный верхний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;

$X_{\text{min}}$  – настроенный нижний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 4 мА, в абсолютных единицах измерений;

$X_{\text{изм}}$  – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в абсолютных единицах измерений. Считывают с монитора операторской станции.

6.3.2.4 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) основная приведенная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы, указанные в описании типа СИКНС.

#### 6.3.3 Определение погрешности ИК СИКНС

6.3.3.1 При положительных результатах поверки по 6.3.1 и 6.3.2 погрешности ИК СИКНС не превышают пределов, указанных в описании типа СИКНС.

6.3.3.2 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если результаты поверки по 6.3.1 – 6.3.2 положительные.

#### 6.3.4 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

6.3.4.1 Относительную погрешность измерений массы нефти сырой принимают равной относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового.

6.3.4.2 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нефти сырой не выходит за пределы, указанные в описании типа СИКНС.

### 6.3.5 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой

6.3.5.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой  $\delta M_H, \%$ , вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_{\text{рг}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{\text{в}})^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{хс}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{хс}}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где  $\delta M$  – относительная погрешность измерений массы нефти сырой, %;
- $\Delta W_{\text{рг}}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в нефти сырой, %;
- $\Delta W_{\text{в}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти сырой, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти сырой, %;
- $\Delta W_{\text{хс}}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти сырой, %;
- $W_{\text{рг}}$  – массовая доля растворенного газа в нефти сырой, %;
- $W_{\text{в}}$  – массовая доля воды в нефти сырой, %;
- $W_{\text{мп}}$  – массовая доля механических примесей в нефти сырой, %;
- $W_{\text{хс}}$  – массовая доля хлористых солей в нефти сырой, %.

6.3.5.2 Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли растворенного газа в нефти сырой  $\Delta W_{\text{рг}}, \%$ , вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{рг}}}{\rho_{\text{сн}}} \cdot 100, \quad (4)$$

- где  $\Delta V_{\text{рг}}$  – пределы основной абсолютной погрешности измерений объемной доли растворенного газа в нефти сырой по МИ 2575–2000,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;
- $\rho_{\text{рг}}$  – плотность растворенного газа при нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;
- $\rho_{\text{сн}}$  – плотность нефти сырой, приведенная к рабочим условиям,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

6.3.5.3 Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти сырой по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным  $\Delta W_{\text{в}}, \%$ , вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\Delta \Phi_{\text{ввлаг}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (5)$$

- где  $\Delta \Phi_{\text{ввлаг}}$  – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти сырой влагомером нефти поточным при рабочих условиях с учетом погрешности измерений аналоговых сигналов контроллера, %.

6.3.5.4 Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти сырой  $\Delta W_{\text{мп}}, \%$ , вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

- где  $R_{\text{мп}}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;
- $r_{\text{мп}}$  – сходимости метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

6.3.5.5 Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти сырой  $\Delta W_{xc}$ , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (7)$$

где  $R_{xc}$  – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %;

$r_{xc}$  – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %.

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

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{н20}}, \quad (8)$$

где  $r_{xcm}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_{н20}$  – плотность нефти сырой, приведенная к температуре плюс 20 °С и избыточному давлению, равному нулю, кг/м<sup>3</sup>.

6.3.5.7 Массовую долю растворенного газа в сырой нефти  $W_{рг}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{рг} = \frac{V_{рг} \cdot \rho_{рг}}{\rho_{сн}} \cdot 100, \quad (9)$$

где  $V_{рг}$  – объемная доля растворенного газа в единице объема нефти сырой, приведенного к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

6.3.5.8 Массовую долю воды в сырой нефти  $W_{в}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{в} = \frac{\Phi_{ввлаг} \cdot \rho_{в}}{\rho_{сн}}, \quad (10)$$

где  $\Phi_{ввлаг}$  – объемная доля воды в нефти сырой, измеренная влагомером, %;

$\rho_{в}$  – плотность воды, приведенная к рабочим условиям, кг/м<sup>3</sup>.

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

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Psi_{xc}}{\rho_{н20}}, \quad (11)$$

где  $\Psi_{xc}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти сырой, мг/дм<sup>3</sup>.

6.3.5.10 Результаты поверки по 6.3.4 считают положительными, если рассчитанная по формуле (3) погрешность не выходит за пределы, указанные в описании СИКНС.

## 7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

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

7.3 На обратной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают фразу: «Результаты поверки СИКНС действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, 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».

7.4 При выполнении операций по 6.3.2 настоящей методики поверки поверку барьеров искрозащиты в процессе эксплуатации СИКНС не проводят и на обратной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают заводские номера барьеров искрозащиты и фразу: «Результаты поверки СИКНС действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, за исключением барьеров искрозащиты, 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».