



**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

« 10 » сентября 2019 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и параметров нефти сырой ПСП-2  
ООО «ЦНПСЭИ»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 1009/1-311229-2019**

г. Казань  
2019

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ПСП-2 ООО «ЦНПСЭИ» (далее – СИКНС), заводской № 29861-05, 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), установленных на 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 СИ (далее – поверитель), и знаком поверки.

Определение метрологических характеристик СИКНС проводят покомпонентным (поэлементным) способом.

Определение метрологических характеристик измерительного канала (далее – ИК) массового расхода нефти сырой проводят покомпонентным (поэлементным) или комплектным способом.

Интервал между поверками СИКНС – 1 год.

## 1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 6.1);
- опробование (пункт 6.2);
- проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС (пункт 6.3);
- определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти сырой (пункт 6.4);
- определение метрологических характеристик вторичной части ИК влагосодержания нефти сырой, избыточного давления и температуры (пункт 6.5);
- определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой (пункт 6.6);
- 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 измерений атмосферного давления  $\pm 2,5$  гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений 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 измерений температуры  $\pm 0,3$  °С;

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

– рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 2 разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года (далее – ТПУ);

– преобразователь плотности (поточный или лабораторный) (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,03$  %.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих

определение метрологических характеристик СИКНС с требуемой точностью.

2.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны быть поверены в соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

### **3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться 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, °С | от плюс 5 до плюс 35 |
| – относительная влажность, %          | от 30 до 80          |
| – атмосферное давление, кПа           | от 84 до 106         |

### **5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

5.1 Средства поверки и вторичную часть ИК 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 предыдущей 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 предыдущей 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 в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКНС.

6.2.1.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКНС совпадают с указанными в описании типа.

#### **6.2.2 Проверка работоспособности**

6.2.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКНС значений массового расхода, температуры и избыточного давления нефти сырой данным, отраженным в описании типа СИКНС.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКНС значения массового расхода, температуры и избыточного давления нефти сырой соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС.

#### **6.3 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС**

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

Примечание – В случае отсутствия действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре), заверенной подписью поверителя и знаком поверки на счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF200 с измерительным преобразователем 2700 (далее – СРМ) и (или) барьеры искрозащиты, выполняют операции по 6.4 и (или) 6.5 настоящей методики поверки соответственно.

6.3.2 Результаты поверки по 6.3 считают положительными, если у всех СИ, входящих в состав СИКНС (за исключением СРМ при комплектной поверке ИК массового расхода нефти сырой и (или) барьеров искрозащиты при выполнении операции по 6.5), есть действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенная подписью поверителя и знаком поверки.

#### **6.4 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти сырой**

6.4.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти является предпочтительным. При отсутствии необходимых эталонов или невозможности их применения определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по 6.3.

6.4.2 Последовательно к ИК массового расхода подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

6.4.3 Используют один из двух вариантов подключения ИК массового расхода к ТПУ:

- вариант № 1: рабочий или резервный ИК массового расхода подключают последовательно с контрольным ИК массового расхода. Измерения массы нефти сырой, проходящей (прошедшей) через технологическую поверочную схему, рекомендуется проводить, используя контрольный ИК массового расхода.

- вариант № 2: ИК массового расхода подключают к ТПУ.

6.4.4 В случае использования поточного ПП включают в работу поточный ПП, выполнив соответствующие технологические переключения.

6.4.5 Технологические переключения по 6.4.2 – 6.4.4 проводят с соблюдением требований эксплуатационной документации СИКНС.

6.4.6 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКНС, ТПУ и в блоке измерений показателей качества (далее – БИК).

6.4.7 Устанавливают значение расхода в пределах рабочего диапазона ИК массового расхода, в технологической схеме поверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при поверке. СИКНС считают выдержавшей испытания на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти сырой через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

6.4.8 Проверяют отсутствие протечек нефти сырой через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилях (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки («блины»).

6.4.9 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков шарового поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентилях вытекает струя нефти сырой без пузырьков воздуха (газа).

6.4.10 Контролируют стабилизацию температуры нефти сырой в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ (контроль проводят посредством СИ температуры, входящих в состав ТПУ). Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает 0,2 °С.

6.4.11 Проводят установку нуля СРМ согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели СРМ.

6.4.12 В устройство обработки информации ТПУ (далее – УОИ) вводят исходные данные:

- вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о ее поверке;
- пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ;
- диаметр и толщину стенок калиброванного участка ТПУ;
- коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ;

– пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры нефти сырой в ТПУ и ПП;

– пределы допускаемой относительной погрешности ПП;

– пределы допускаемой относительной погрешности УОИ при вычислении коэффициентов преобразования СРМ;

– коэффициент преобразования СРМ по импульсному выходу, вводимый в память УОИ при конфигурировании сенсора, первичного электронного преобразователя СРМ;

– стабильность нуля СРМ.

6.4.13 Метрологические характеристики ИК массового расхода определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона в значениях, установленных с интервалом от 25 до 30 % от максимального расхода рабочего диапазона. Допускается проводить определение метрологических характеристик в трех точках рабочего диапазона: при минимальном ( $Q_{\min}$ ), среднем ( $0,5 \cdot (Q_{\min} + Q_{\max})$ ) и максимальном ( $Q_{\max}$ ) значениях расхода (т/ч). Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от  $Q_{\min}$  в сторону увеличения или от  $Q_{\max}$  в сторону уменьшения. Допускаемые отклонения установленного массового расхода от контрольных точек составляют 5 %.

6.4.14 Устанавливают требуемый расход  $Q_j$  (т/ч), значение которого контролируют по 6.4.15 и 6.4.16 в зависимости от варианта подключения ИК массового расхода.

6.4.15 Если ИК массового расхода подключают по варианту № 2 (см. 6.4.3), то контроль соответствия установленного расхода  $Q_j$  требуемому значению проводят по 6.4.15.1 – 6.4.15.3.

6.4.15.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в  $j$ -й точке расхода  $Q_{\text{ТПУ}j}$ , т/ч, по формуле

$$Q_{\text{ТПУ}j} = \frac{V_0^{\text{ТПУ}} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где  $V_0^{\text{ТПУ}}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ, согласно свидетельству о поверке ТПУ, м<sup>3</sup>;

- $T_j$  – время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в  $j$ -й точке расхода, с;
- $\rho_j^{\text{ПП}}$  – плотность нефти сырой, измеренная ПП при установлении расхода в  $j$ -й точке, кг/м<sup>3</sup>. Для измерения плотности нефти сырой лабораторным ПП отбирают пробу нефти сырой в БИК СИКНС.

6.4.15.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{\text{ТПУ}j}}{Q_{\text{ТПУ}j}} \right| \cdot 100 \leq 2\% . \quad (2)$$

6.4.15.3 В случае невыполнения условия (2) корректируют расход, контролируя его значение по 6.4.15.1 – 6.4.15.2.

6.4.16 При подключении ИК массового расхода по варианту № 1 (см. 6.4.3) требуемое значение поверочного расхода устанавливают, используя результаты измерений контрольным ИК массового расхода. Операции по 6.4.15.1 – 6.4.15.3 не проводят.

6.4.17 После стабилизации расхода и температуры нефти сырой в  $j$ -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ. Количество измерений в каждой  $j$ -й точке расхода  $n_j$  не менее пяти.

6.4.18 Для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ  $T_{ij}$ , с;
- значение массового расхода  $Q_{ij}$ , т/ч;

Примечание – Расход  $Q_{ij}$  измеряют контрольным ИК массового расхода при схеме подключения по варианту № 1 (см. 6.4.3). При схеме подключения по варианту № 2 (см. 6.4.3) расход измеряют ИК массового расхода или вычисляют его значение, используя формулу (1).

– количество импульсов, выдаваемое СРМ за время одного измерения,  $N_{ij}^{\text{мас}}$ , импульсы;

- значения температуры  $t_{ij}^{-\text{ТПУ}}$ , °С, и давления  $P_{ij}^{-\text{ТПУ}}$ , МПа, в ТПУ;

Примечание – Значения  $t_{ij}^{-\text{ТПУ}}$  и  $P_{ij}^{-\text{ТПУ}}$  вычисляют по алгоритму

$$\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}}), \quad (3)$$

где  $\bar{a}$  – среднее арифметическое значение параметра ( $t_{ij}^{-\text{ТПУ}}$  или  $P_{ij}^{-\text{ТПУ}}$ );

$a_{\text{вх}}$ ,  $a_{\text{вых}}$  – значения параметров ( $t_{ij}^{-\text{ТПУ}}$  и  $P_{ij}^{-\text{ТПУ}}$ ), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.

– значение плотности нефти сырой, измеренное ПП,  $\rho_j^{\text{ПП}}$ , кг/м<sup>3</sup>;

– значения температуры  $t_{ij}^{\text{ПП}}$ , °С, и давления  $P_{ij}^{\text{ПП}}$ , МПа, нефти сырой в ПП.

6.4.19 Определение параметров градуировочной характеристики (далее – ГХ) СРМ

6.4.19.1 Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода вычисляют значение массы нефти сырой  $M_{ij}^{\text{ПС}}$ , т, используя результаты измерений ТПУ и ПП, по формуле

$$M_{ij}^{\text{ПС}} = V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} \cdot \rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где  $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению нефти сырой) в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле (5);

$\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$  – плотность нефти сырой, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле (6).

6.4.19.2 Значение  $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}} = V_0^{\text{ТПУ}} \cdot \left[ 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{-\text{ТПУ}} - 20) \right] \cdot \left( 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot P_{ij}^{-\text{ТПУ}} \right), \quad (5)$$

- где  $\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °C<sup>-1</sup> (из таблицы А.1 приложения А);  
 $E$  – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы А.1 приложения А);  
 $D$  и  $s$  – диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ).

6.4.19.3 Значение  $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot \left[ 1 + \beta_{\text{ж}ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - \bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}) \right] \cdot \left[ 1 + \gamma_{\text{ж}ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}} - P_{ij}^{\text{ПП}}) \right], \quad (6)$$

- где  $\beta_{\text{ж}ij}$  – коэффициент объемного расширения нефти сырой, значение которого определяет УОИ, °C<sup>-1</sup>;  
 $\gamma_{\text{ж}ij}$  – коэффициент сжимаемости нефти сырой, значение которого определяет УОИ, МПа<sup>-1</sup>.

Примечание – Вычисление значений  $V_{\text{пр}ij}^{\text{ТПУ}}$  и  $\rho_{\text{пр}ij}^{\text{ПП}}$  допускается проводить по приложению Б.

6.4.19.4 Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода определяют значение массы нефти сырой, измеренное ИК массового расхода,  $M_{ij}^{\text{мас}}$ , т, по формуле

$$M_{ij}^{\text{мас}} = \frac{N_{ij}^{\text{мас}}}{KF_{\text{конф}}}, \quad (7)$$

- где  $KF_{\text{конф}}$  – коэффициент преобразования массомера по импульсному выходу, имп/т.

6.4.19.5 Определяют коэффициент коррекции измерений массы (mass-factor) (далее – коэффициент коррекции) при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода  $MF_{ij}$  по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{ij}^{\text{рз}}}{M_{ij}^{\text{мас}}} \cdot MF_{\text{диап}}^{\text{уст}}, \quad (8)$$

- где  $MF_{\text{диап}}^{\text{уст}}$  – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в первичном электронном преобразователе (далее – ПЭП) по результатам предыдущей периодической поверки.

Примечание – Для ИК массового расхода, оснащенного с ПЭП без функции ввода в его память, значения коэффициента коррекции измерений массы равны единице.

6.4.19.6 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в  $j$ -й точке расхода  $\overline{MF}_j$  по формуле

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (9)$$

- где  $n_j$  – количество измерений в  $j$ -й точке расхода.

6.4.19.7 Оценивают среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) результатов определений средних арифметических значений коэффициентов коррекции для точек расхода в рабочем диапазоне  $S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ , %, по формуле

$$S_{\text{диап}}^{\text{MF}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{MF_{ij} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100, \quad (10)$$

- где  $\sum n_j$  – суммарное количество измерений в рабочем диапазоне;  
 $m$  – количество точек разбиения рабочего диапазона.

6.4.19.8 Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{диап}}^{\text{MF}} \leq 0,03\% . \quad (11)$$

6.4.19.9 В случае невыполнения условия (11) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (11). Повторно проводят операции по 6.4.13 – 6.4.18, 6.4.19.4 – 6.4.19.8.

При выполнении условия (11) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

6.4.19.10 Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции измерений массы для ИК массового расхода в рабочем диапазоне расхода  $MF_{\text{диап}}$  по формуле

$$MF_{\text{диап}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} . \quad (12)$$

6.4.19.11 Вычисляют новое значение градуировочного коэффициента  $K_{\text{гр}}$  по формуле

$$K_{\text{гр}} = K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{диап}} , \quad (13)$$

где  $K_{\text{гр}}^{\text{ПЭП}}$  – градуировочный коэффициент, определенный при предыдущей поверке или заводской калибровке и установленный в ПЭП.

Примечание – Новое значение  $K_{\text{гр}}$  определяют только для ПЭП, не имеющего функцию ввода коэффициента коррекции  $MF_{\text{диап}}$ .

6.4.20 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют по 6.4.20.2 – 6.4.20.5.

6.4.20.1 Составляющие погрешности и относительную погрешность ИК массового расхода, используемого как в качестве контрольного, резервного, так и рабочего, определяют при доверительной вероятности  $P = 0,95$ .

6.4.20.2 Составляющие погрешности и относительную погрешность определяют для рабочего диапазона.

6.4.20.3 Случайную составляющую погрешности  $\varepsilon$ , %, определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{\text{MF}} , \quad (14)$$

где  $t_{(P,n)}$  – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности  $P$  и количества измерений  $n$  ( $n = \sum p_j$ ), значение которого определяют из таблицы В.1 приложения В);

$S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$  – значение СКО, определенное по формуле (10).

6.4.20.4 Систематическую составляющую погрешности  $\theta_{\Sigma}$ , %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_{\text{К}}^{\text{УОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2} , \quad (15)$$

где  $\delta_{\text{ТПУ}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

$\delta_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ПП (из свидетельства о поверке), %;

$\theta_t$  – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %;

$\delta_{\text{К}}^{\text{УОИ}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности УОИ при вычислении К-фактора СРМ (из свидетельства о поверке), %;

$\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}}$  – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением (аппроксимацией) коэффициента коррекции ( $MF_{\text{диап}}$ ) в рабочем диапазоне, %;

$\delta_0^{\text{мас}}$  – значение относительной погрешности стабильности нуля СРМ, %, принимают равной нулю.

Значение дополнительной составляющей систематической погрешности  $\theta_t$  вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{жmax}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ТПУ}})^2 + (\Delta t_{\text{ПП}})^2} \cdot 100 , \quad (16)$$

- где  $\beta_{\text{жmax}}$  – максимальное из ряда значений  $\beta_{\text{жи}}$ , определенных УОИ,  $\text{C}^{-1}$ ;  
 $\Delta t_{\text{ТПУ}}$ ,  
 $\Delta t_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры нефти сырой в ТПУ и ПП, соответственно (из действующих свидетельств о поверке),  $^{\circ}\text{C}$ .

Составляющую систематической погрешности  $\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ , %, определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{\text{MF}} = \left| \frac{\overline{\text{MF}}_j - \text{MF}_{\text{диап}}}{\text{MF}_{\text{диап}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100. \quad (17)$$

Примечание – При проверке ИК массового расхода СИКНС дополнительной систематической погрешностью ИК массового расхода, вызванной изменением давления нефти сырой при эксплуатации от значения, имеющего место при поверке, пренебрегают.

6.4.20.5 Относительную погрешность ИК массового расхода  $\delta$ , %, определяют по формуле

$$\delta = \left\{ \begin{array}{l} Z_p \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), \text{ если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{MF}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma}, \text{ если } \theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{MF}} > 8; \end{array} \right\}, \quad (18)$$

где  $Z_p$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности  $P$  и величины соотношения  $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ , значение которого выбирают из таблицы В.2 приложения В.

6.4.21 Оценивание относительных погрешностей

6.4.21.1 Оценивают значение относительной погрешности, определенной по формуле (18):

– для ИК массового расхода, используемого в качестве контрольного

$$|\delta| \leq 0,20 \% ; \quad (19)$$

– для ИК массового расхода, используемого в качестве рабочего и резервного

$$|\delta| \leq 0,25 \% . \quad (20)$$

6.4.21.2 Если для ИК массового расхода, применяемого (эксплуатируемого) в качестве контрольного, не выполняется условие (19) и для ИК массового расхода, эксплуатируемого в режиме рабочего и резервного, не выполняется условие (20), то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции.

6.4.22 Операции по 6.4 проводят в автоматизированном режиме по алгоритмам в соответствии с МИ 3151–2008, реализованным в УОИ.

6.4.23 Результаты поверки по 6.4 считают положительными, если (в зависимости от способа определения относительной погрешности ИК массового расхода):

– при комплектном способе определения: относительная погрешность ИК массового расхода не выходит за пределы  $\pm 0,25$  % для ИК массового расхода, используемого в качестве рабочего и резервного, и  $\pm 0,20$  % для ИК массового расхода, используемого в качестве контрольного;

Примечание – В ПЭП забивают новое значение  $K_{\text{гр}}$ .

– при покомпонентном (поэлементном) способе определения: если СРМ и контроллер измерительно ROC/FloBoss модели ROC 364 имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

**6.5 Определение метрологических характеристик вторичной части ИК влагосодержания нефти сырой, избыточного давления и температуры**

6.5.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК, ко вторичной части ИК (включая барьер искрозащиты) подключают калибратор и задают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.5.2 Считывают значения входного сигнала с монитора операторской станции управления и в каждой контрольной точке рассчитывают основную приведенную погрешность преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра  $\gamma_{\text{вх}}$ , %, по формуле

$$\gamma_{\text{вх}} = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (21)$$

где  $I_{\text{изм}}$  – значение силы постоянного тока, измеренное СИКНС (определяют по показаниям системы обработки информации), мА;

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

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

$$I_{\text{изм}} = \frac{16}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \cdot (X_{\text{изм}} - X_{\text{min}}) + 4, \quad (22)$$

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

$X_{\text{min}}$  – настроенный нижний предел измерений ИК, соответствующий значению силы 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 управления.

6.5.4 Результаты поверки по 6.5 считают положительными, если рассчитанная по формуле (21) приведенная к диапазону измерений погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы, указанные в описании типа СИКНС.

*Примечание* – Операции по 6.5.1 – 6.5.3 выполняют по показаниям основного и резервного контроллеров измерительных ROC/FloBoss модели ROC 364.

## 6.6 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой

При положительных результатах, полученных при выполнении пунктов 6.1 – 6.5 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы нефти сырой не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %, относительная погрешность измерений массы нетто нефти сырой не выходит за пределы  $\pm 0,60$  % (при объемной доле воды до 5 % включ.), за пределы  $\pm 0,93$  % (при объемной доле воды св. 5 % до 8,06 % включ.) и результаты определения относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой считают положительными.

## 7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают диапазон измерений массового расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой.

7.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС, а также, в случае выполнения операций по 6.4, на пломбы, установленные в соответствии с описанием типа СИКНС.

7.3 На оборотной 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 6.4 и (или) 6.5 настоящей методики поверки поверку СРМ и (или) барьеров искрозащиты в процессе эксплуатации СИКНС не проводят и на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают заводские номера СРМ и новое значение  $K_{гр}$  и (или) заводские номера барьеров искрозащиты, а также информацию о том, что результаты поверки СИКНС действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, за исключением СРМ и (или) 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.

7.5 Отрицательные результаты поверки СИКНС оформляют в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКНС с указанием причин непригодности.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

### Коэффициенты линейного расширения ( $\alpha_i$ ) и значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ

А.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы А.1.

Таблица А.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_i, ^\circ\text{C}^{-1}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	–
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	–
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	–

Примечание – Если значения  $\alpha$  и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(рекомендуемое)

### Вычисление значений $V_{пр ij}^{ТПУ}$ и $\rho_{пр ij}^{ПП}$ при использовании УОИ

Б.1 Значение  $V_{пр ij}^{ТПУ}$  вычисляют по формуле

$$V_{пр ij}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot k_{ij}^t \cdot k_{ij}^p, \quad (Б.1)$$

где  $k_{ij}^t$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти сырой на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{ТПУ} - 10), \quad (Б.2)$$

$k_{ij}^p$  – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти сырой на вместимость ТПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^p = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{ТПУ}. \quad (Б.3)$$

Б.2 Значение  $\rho_{пр ij}^{ПП}$  вычисляют по формуле

$$\rho_{пр ij}^{ПП} = \rho_{ij}^{ПП} \cdot k_{ij}^{\Delta t} \cdot k_{ij}^{\Delta P}, \quad (Б.4)$$

где  $k_{ij}^{\Delta t}$  – коэффициент, учитывающий разность температуры нефти сырой в ПП и ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta t} = 1 + \beta_{ж ij} \cdot (t_{ij}^{ПП} - t_{ij}^{ТПУ}), \quad (Б.5)$$

$k_{ij}^{\Delta P}$  – коэффициент, учитывающий разность давления нефти сырой в ПП и ТПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке расхода, значение которого вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\Delta P} = 1 + \gamma_{ж ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{ТПУ} - P_{ij}^{ПП}). \quad (Б.6)$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

### Определение значений квантиля распределения Стьюдента $t_{(P, n)}$ и коэффициента $Z_P$

В.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P = 0,95$  в зависимости от количества измерений  $n$  определяют из таблицы В.1.

Таблица В.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента  $t_{(P, n)}$  при  $P = 0,95$

n-1	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

Продолжение таблицы В.1

n-1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
$t_{(P, n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086	2,08	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05

Продолжение таблицы В.1

n-1	29	30
$t_{(P, n)}$	2,05	2,04

В.2 Значение коэффициента  $Z_P$  при  $P = 0,95$  в зависимости от величины соотношения  $\theta_\Sigma / S$  определяют из таблицы В.2 ( $\theta_\Sigma / S \Rightarrow \theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{KF}}$  или  $\theta_\Sigma / S_{\text{диап}}^{\text{MF}}$ , или  $\theta_{\Sigma_k} / S_k^{\text{KF}}$ )

Таблица В.2 – Значения коэффициента  $Z_P$  при  $P = 0,95$

$\theta_\Sigma / S$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_P$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81