



## 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 № 716  
ЛПДС «Унеча»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МП 1108/2-311229-2021**

г. Казань  
2021

## 1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 716 ЛПДС «Унеча» (далее – СИКН), заводской № 716, 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 7 февраля 2018 года № 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 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной Приказом Росстандарта от 1 ноября 2019 года № 2603 и прослеживается к Государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014.

1.4 Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом. Допускается определение метрологических характеристик измерительных каналов (далее – ИК) плотности и объемного расхода контрольно-резервной измерительной линии (далее – ИЛ) комплектным методом.

1.5 Если очередной срок поверки средства измерений или ИК, входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки средства измерений или ИК, входящего в состав СИКН, то поверяют только это средство измерений или ИК, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.6 Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК плотности и (или) объемного расхода контрольно-резервной ИЛ (далее – ИК объемного расхода) в соответствии с заявлением владельца СИКН с обязательным указанием в сведениях о поверке объема проведенной поверки.

## 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 средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки средства измерений	11	Да	Да



### 3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

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

3.2 При комплектном определении метрологических характеристик ИК объемного расхода необходимо выполнить следующие условия:

– определение метрологических характеристик ИК объемного расхода выполняют на месте эксплуатации в комплекте с элементами ИЛ;

– отклонение объемного расхода нефти от установленного значения в процессе одного измерения не должно превышать 2,5 %;

– изменение температуры нефти в поверочной установке и ИЛ за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С;

– температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефти должны соответствовать условиям эксплуатации СИКН;

– отклонение вязкости нефти за время определения метрологических характеристик ИК объемного расхода находится в допустимых пределах для применяемого преобразователя расхода (далее – ПР);

– диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются технологическими требованиями к СИКН;

– для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ПР  $P_{min}$ , МПа, должно быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{min} = 2,06 \cdot P_{нп} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где  $P_{нп}$  – давление насыщенных паров по ГОСТ 1756–2000 при максимальной температуре нефти, МПа;

$\Delta P$  – перепад давления на ПР, МПа. Используется значение из технической документации на ПР;

– содержание свободного газа не допускается.

3.3 При комплектном определении метрологических характеристик ИК плотности необходимо выполнить следующие условия:

– изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышать 0,1 °С;

– изменение давления нефти за время одного измерения не должно превышать 0,05 МПа;

– изменение периода за время одного измерения не должно превышать 0,2 мкс.

### 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 в ФИФОЕИ 46434-11)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 5$ %	



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
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
9	Средство воспроизведения объемного расхода от 300 до 1600 м <sup>3</sup> /ч, пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) $\pm 0,05$ %	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (регистрационный номер в ФИФОЕИ 12888-99) (далее – ПУ)
9	Средство измерений плотности жидкости от 800 до 900 кг/м <sup>3</sup> , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м <sup>3</sup>	Плотномер МД-02 (регистрационный номер в ФИФОЕИ 58207-14) (далее – эталон плотности)

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

4.3 Применяемые эталоны и средства измерений (далее – 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;
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и ее

компонентов.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в их описаниях типа или эксплуатационной документацией СИКН;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения на маркировочных табличках СИКН и ее компонентов четкие.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

Выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления 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;
- проверяют соответствие параметров потока нефти, измеряемых СИКН, отраженным в описании типа СИКН и отсутствие сообщений об ошибках.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

### **8.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения**

8.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКН, реализованного в контроллере измерительно-вычислительном OMNI-6000 (далее – ИВК), проводят в следующей последовательности:

- нажать кнопку «Статус» на панели ИВК;
- нажать кнопку «Ввод» на панели ИВК;
- стрелками вниз пролистать меню до идентификационных данных ПО ИВК.

8.1.2 Проверку идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора СИКН проводят в следующей последовательности:

- в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;
- в открывшемся окне нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего отобразятся идентификационные данные.

8.1.3 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 АРМ 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 АРМ оператора отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода, плотности, кинематической вязкости и влагосодержания соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений**

### **9.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН**

9.1.1 Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН. При отсутствии сведений о поверке ПР контрольно-резервной ИЛ и (или) преобразователей плотности проводят комплектную поверку соответствующих ИК объемного расхода и (или) плотности.

9.1.2 Результаты по 9.1 считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и имеют положительные результаты поверки.

### **9.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода**

9.2.1 Метрологические характеристики ИК объемного расхода определяют согласно приложению А настоящего документа.

9.2.2 Результаты по 9.2 считают положительными, если:

- при комплектном способе полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода не превышает  $\pm 0,1$  %;
- при поэлементном способе СИ, входящие в состав ИК объемного расхода, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и имеют положительные результаты поверки.



### 9.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности

9.3.1 Метрологические характеристики ИК плотности определяют согласно приложению Б настоящего документа.

9.3.2 Результаты по 9.3 считают положительными, если:

– при комплектном способе, полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности не превышает  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;

– при поэлементном способе СИ, входящие в состав ИК плотности, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и имеют положительные результаты поверки.

### 9.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.4.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений  $\delta M$ , %, рассчитывают по формуле

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

где  $\delta_v$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C;

$T_v$  – температура нефти при измерениях ее объема, °C, принимают равной температуре нефти в измерительной линии в момент проведения поверки;

$T_p$  – температура нефти при измерениях ее плотности, °C, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества в момент проведения поверки;

$\delta_p$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти, %;

$\Delta_{T_v}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °C;

$\Delta_{T_p}$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °C. Принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в блоке измерений показателей качества нефти;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти, %.

9.4.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta_p$ , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (4)$$

где  $\Delta_p$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность нефти в момент проведения поверки, кг/м<sup>3</sup>.

9.4.3 Результаты по 9.4 считают положительными, если погрешность, полученная по 9.4.1, не выходит за пределы  $\pm 0,25$  %.

### 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  $\delta M_n$ , %, рассчитывают по формуле



$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (5)$$

- 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, %.

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 в массовых долях  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (6)$$

- 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  $\Delta W_n$ , %, вычисляют по формуле

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

- где  $R_n$  – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;
- $r_n$  – 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  $r_{xcм}$ , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (8)$$

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

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

$$\Delta W_{xc} = \pm \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}. \quad (9)$$

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

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

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

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

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}, \quad (11)$$

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

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

9.5.9 Результаты по 9.5 считают положительными, если погрешность, полученная по 9.5.2, не выходит за пределы  $\pm 0,35$  %.

## **10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, результаты поверки СИКН считают положительными при получении положительных результатов по 6 – 9.

## **11 Оформление результатов поверки средства измерений**

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

11.2 Результаты поверки оформляются в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

11.3 По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН, при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.



**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**(обязательное)**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК**  
**ИК ОБЪЕМНОГО РАСХОДА**

Определение метрологических характеристик ИК проводят комплектным или поэлементным методами.

Комплектный способ определения метрологических характеристик ИК является предпочтительным и применяется в случае отсутствия возможности проведения определения метрологических характеристик ИК поэлементным способом (отсутствуют необходимые средства поверки, предусмотренные методиками поверки измерительных компонентов).

А.1 Определение метрологических характеристик ИК комплектным методом.

Для определения метрологических характеристик ИК проводят измерения не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) рекомендуется выбирать с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода ПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее семи измерений.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального, в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

Определение коэффициента преобразования.

Для определения коэффициента преобразования устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям ПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании второго детектора регистрируют время между срабатываниями первого и второго детекторов, количество импульсов выходного сигнала ПР.

Объемный расход нефти через ПР вычисляют по формуле (А.7).

При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации объемного расхода и температуры нефти в соответствии с 3.2 проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ПР и времени, при срабатывании второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала ПР за время между срабатываниями детекторов ПУ меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

Для определения средних значений за время измерения ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры нефти на входе и выходе ПУ;
- давления нефти на входе и выходе ПУ;
- температуры нефти в ПР;
- давления нефти в ПР;
- плотность нефти, измеренную преобразователем плотности (далее – ПП) (при наличии);
- температуру нефти в ПП;
- давление нефти в ПП;
- кинематическую вязкость нефти, измеренную преобразователем вязкости (далее – ПВ) (при наличии).

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время измерения.

Для однонаправленной ПУ прохождение поршня от одного детектора до другого

принимают за одно измерение.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей А.1.

Таблица А.1 – Округление полученных результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м <sup>3</sup>	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1	-
Кинематическая вязкость	мм <sup>2</sup> /с	1	-
Количество импульсов	импульсы	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, среднеквадратическое отклонение (далее – СКО)	%	3	-
Коэффициент преобразования	импульс/м <sup>3</sup>	-	5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

#### Обработка результатов измерений

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки», реализованному в ИВК.

Объем нефти, прошедшей через ПР за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $V_{ji}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формулам:

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{ПУ\,ji} \cdot CPL_{ПУ\,ji}}{CTL_{ПР\,ji} \cdot CPL_{ПР\,ji}}, \quad (A.1)$$

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУ\,ji} - 20), \quad (A.2)$$

$$CPS_{ji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПУ\,ji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (A.3)$$

$$t_{ПУ\,ji} = \frac{t_{ВхПУ\,ji} + t_{ВыхПУ\,ji}}{2}, \quad (A.4)$$

$$P_{ПУ\,ji} = \frac{P_{ВхПУ\,ji} + P_{ВыхПУ\,ji}}{2}, \quad (A.5)$$

где  $V_0$  – вместимость калиброванного участка ПУ при температуре 20 °С и избыточном давлении 0 МПа, м<sup>3</sup>;

$CTS_{ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость



- ПУ, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- $CPS_{ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- $CTL_{пу\ ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПУ для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1 настоящей методики поверки);
- $CPL_{пу\ ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПУ для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1 настоящей методики поверки);
- $CTL_{пр\ ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1 настоящей методики поверки);
- $CPL_{пр\ ji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1 настоящей методики поверки);
- $\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице А.3.1 приложения А.3 настоящей методики поверки),  $1/^\circ\text{C}$ ;
- $t_{пу\ ji}$  – температура нефти в ПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $^\circ\text{C}$ ;
- $P_{пу\ ji}$  – давление нефти в ПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
- $D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;
- $E$  – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице А.3.1 приложения А.3 настоящей методики поверки), МПа;
- $S$  – толщина стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;
- $t_{вхПУ\ ji}, t_{выхПУ\ ji}$  – температура нефти на входе и выходе ПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $^\circ\text{C}$ ;
- $P_{вхПУ\ ji}, P_{выхПУ\ ji}$  – давление нефти на входе и выходе ПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа.

Объемный расход нефти через ПР за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $Q_{ji}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (\text{A.6})$$

- где  $V_{ji}$  – объем нефти, прошедшей через ПР за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $\text{м}^3$ ;
- $T_{ji}$  – время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

Объемный расход нефти через ПР в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $Q_j$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (\text{A.7})$$

где  $n_j$  – количество измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений объемного расхода  $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , вычисляют по формулам:

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (\text{A.8})$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j). \quad (\text{A.9})$$

Частоту выходного сигнала ПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $f_{ji}$ , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (\text{A.10})$$

где  $N_{ji}$  – количество импульсов от ПР за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс.

Частоту выходного сигнала ПР в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $f_j$ , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j}. \quad (\text{A.11})$$

Коэффициент преобразования ПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $K_{ji}$ , импульс/ $\text{м}^3$ , вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}. \quad (\text{A.12})$$

Коэффициент преобразования ПР в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $K_j$ , импульс/ $\text{м}^3$ , вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j}. \quad (\text{A.13})$$

Среднее значение кинематической вязкости нефти за время поверки,  $\nu$ ,  $\text{мм}^2/\text{с}$  вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_H + \nu_K}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases}, \quad (\text{A.14})$$

где  $\nu_{ji}$  – кинематическая вязкость нефти для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ;

$m$  – количество точек расхода;

$\nu_H, \nu_K$  – кинематическая вязкость нефти, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце определения метрологических



характеристик ИК, мм<sup>2</sup>/с.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона кинематической вязкости нефти  $v_{\min}$ ,  $v_{\max}$ , мм<sup>2</sup>/с вычисляют по формулам:

$$v_{\min} = v - \Delta v, \quad (\text{A.15})$$

$$v_{\max} = v + \Delta v, \quad (\text{A.16})$$

где  $v$  – среднее значение кинематической вязкости нефти за время определения метрологических характеристик ИК, мм<sup>2</sup>/с;

$\Delta v$  – допустимый предел изменения кинематической вязкости нефти, установленный для данного типа ПР (берут из описания типа или технической документации), мм<sup>2</sup>/с.

Примечание – При  $v_{\min} < 0$  принимают  $v_{\min} = 0$ .

Оценка СКО результатов измерений.

СКО результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $S_j$ , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100. \quad (\text{A.17})$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,02 \%. \quad (\text{A.18})$$

При выполнении условия (A.18) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно приложению А.2 настоящей методики поверки. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

При повторном невыполнении данного условия поверку прекращают.

Границу неисключенной систематической погрешности ИК,  $\Theta_{\Sigma}$ , %, вычисляют по формулам:

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (\text{A.19})$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПР}}^2}, \quad (\text{A.20})$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (\text{A.21})$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (\text{A.22})$$

$$\Theta_A = \max\left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100\right), \quad (\text{A.23})$$

где  $\Theta_{\Sigma 0}$  – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (значение, полученное по результатам поверки ПУ), %;

$\Theta_{V 0}$  – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (значение, полученное по результатам поверки ПУ), %;

$\Theta_t$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ПУ и ПР, %;

$\Theta_A$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

- $\Theta_{\text{ИВК}}$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;
- $\beta_{\text{max}}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти за время определения метрологических характеристик,  $1/^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta t_{\text{ПУ}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, установленных в ПУ,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta t_{\text{ПР}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, установленного около ПР,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\beta_{ji}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t_{\text{ПУ}ji}$  для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по формуле (А.1.6) приложения А.1 настоящей методики поверки),  $1/^\circ\text{C}$ ;
- $\delta_{\text{ИВК}}$  – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (согласно свидетельству о поверке ИВК), %;
- $K_j, K_{j+1}$  – коэффициенты преобразования ПР в  $j$ -ой и  $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/ $\text{м}^3$ .

СКО среднего значения результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода,  $S_{0j}$ , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}. \quad (\text{A.24})$$

Границу случайной погрешности ИК в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода при доверительной вероятности, равной 0,95,  $\varepsilon_j$ , %, вычисляют по формулам:

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{A.25})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{A.26})$$

где  $t_{0,95j}$  – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений  $n_j$  в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице А.3.2 приложения А.3 настоящей методики поверки).

СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода  $S_0$  принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерений  $S_{0j}$  в точке рабочего диапазона измерений объемного расхода с максимальным значением границы случайной погрешности  $\varepsilon_j$ .

Границу относительной погрешности ИК в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода  $\delta_j$ , %, определяют по формулам:

$$\delta_j = \begin{cases} \varepsilon_j & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} < 0,8 \\ t_{\Sigma j} \cdot S_{\Sigma j} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_{0j}} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A.27})$$

$$t_{\Sigma j} = \frac{\varepsilon_j + \Theta_\Sigma}{S_{0j} + S_\Theta}, \quad (\text{A.28})$$



$$S_{\Sigma j} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_{0j}^2}, \quad (\text{A.29})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИБК}}^2}{3}}, \quad (\text{A.30})$$

- где  $\varepsilon_j$  – граница случайной погрешности ПР поверяемого ИК в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;
- $\Theta_{\Sigma}$  – граница неисключенной систематической погрешности ПР поверяемого ИК, %;
- $t_{\Sigma j}$  – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;
- $S_{\Sigma j}$  – суммарное СКО результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;
- $S_{\Theta}$  – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;
- $S_{0j}$  – СКО среднего значения результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %.

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,1\%. \quad (\text{A.31})$$

Если условие (A.31) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений объемного расхода.

Проводят повторную проверку выполнения условия (A.31). При повторном невыполнении условия (A.31) проверку прекращают.

**A.2 Определение метрологических характеристик ИК поэлементным способом.**

Проводят проверку подтверждения соответствия метрологических характеристик измерительных компонентов, входящих в состав ИК, метрологическим характеристикам, установленным при утверждении их типа, путем проверки наличия:

- информации о положительных результатах поверки измерительных компонентов в ФИФОЕИ;
- действующих знаков поверки на измерительных компонентах.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав ИК, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав ИК измерительные компоненты на момент определения метрологических характеристик ИК должны быть поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и иметь положительные результаты поверки.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А.1

(справочное)

### Определение коэффициентов CTL, CPL и $\beta$

Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа), определяют по формулам:

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (A.1.1)$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (A.1.2)$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (A.1.3)$$

- где  $\alpha_{15}$  – значение коэффициента объемного расширения нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, 1/°С;  
 $\rho_{15}$  – значение плотности нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $t$  – значение температуры нефти, °С.

Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа) определяют по формулам:

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (A.1.4)$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A.1.5)$$

- где  $P$  – значение избыточного давления нефти, МПа;  
10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Определение коэффициента  $\beta$

Значение коэффициента объемного расширения нефти,  $\beta$ , 1/°С:

$$\beta = \alpha_{15} + 1.6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (A.1.6)$$

Определение плотности  $\rho_{15}$

Значение плотности нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении 0 МПа,  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup> определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп} \cdot CPL_{пп}}, \quad (A.1.7)$$

- где  $\rho_{пп}$  – значение плотности нефти в ПП, кг/м<sup>3</sup>;  
 $CTL_{пп}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для  $t_{пп}$  и  $\rho_{15}$ ;  
 $CPL_{пп}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для  $t_{пп}$ ,  $P_{пп}$  и  $\rho_{15}$ .

Для определения  $\rho_{15}$  необходимо определить значения  $CTL_{пп}$  и  $CPL_{пп}$ , а для определения  $CTL_{пп}$  и  $CPL_{пп}$ , в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях  $\rho_{15}$ . Поэтому значение  $\rho_{15}$  определяют методом последовательного приближения:



1) Определяют значения  $CTL_{пп(1)}$  и  $CPL_{пп(1)}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению  $\rho_{пп}$ .

2) Определяют значения  $\rho_{15(1)}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}. \quad (A.1.8)$$

3) Определяют значения  $CTL_{пп(2)}$  и  $CPL_{пп(2)}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению  $\rho_{15(1)}$ .

4) Определяют значение  $\rho_{15(2)}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}. \quad (A.1.9)$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения  $CTL_{пп(i)}$ ,  $CPL_{пп(i)}$  и  $\rho_{15(i)}$  для  $i$ -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (A.1.10)$$

где  $\rho_{15(i)}$ ,  $\rho_{15(i-1)}$  — значения  $\rho_{15}$ , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м<sup>3</sup>.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение  $\rho_{15}$  принимают последнее значение  $\rho_{15(i)}$ .

## ПРИЛОЖЕНИЕ А.2

(справочное)

### Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

СКО результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений расхода,  $S_{Kj}$  определяют по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{A.2.1})$$

где  $K_j$  – значение коэффициента преобразования в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м<sup>3</sup>;

$K_{ji}$  – значение коэффициента преобразования для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, импульс/м<sup>3</sup>;

$n_j$  – количество измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Примечание – При  $S_{Kj} < 0,001$  принимают  $S_{Kj} = 0,001$ .

Наиболее выделяющееся соотношение  $U$ :

$$U = \max \left( \left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right). \quad (\text{A.2.2})$$

Если значение  $U$  больше или равно значению  $h$ , взятому из таблицы А.2.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица А.2.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412



## ПРИЛОЖЕНИЕ А.3

(справочное)

### Справочные материалы

Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения, квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, в зависимости от материала приведены в таблице А.3.1.

Таблица А.3.1

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$

Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента  $t_{0,95}$  при доверительной вероятности, равной 0,95, в зависимости от количества измерений приведены в таблице А.3.2.

Таблица А.3.2

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**(обязательное)**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ИК ПЛОТНОСТИ**  
**НЕФТИ**

Определение метрологических характеристик ИК проводят комплектным или поэлементным методами.

Комплектный способ определения метрологических характеристик ИК является предпочтительным и применяется в случае отсутствия возможности проведения определения метрологических характеристик ИК поэлементным способом (отсутствуют необходимые средства поверки, предусмотренные методиками поверки измерительных компонентов).

Б.1 Определение метрологических характеристик ИК комплектным методом.

Абсолютную погрешность ИК определяют как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности и эталоном плотности.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ИК и эталоне плотности, когда изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,1 °С, изменение давления – 0,05 МПа, изменение периода – 0,2 мкс.

С монитора автоматизированного рабочего места оператора СИКН фиксируют значения плотности нефти, измеренное ИК плотности, значения температуры и давления нефти, измеренные датчиками, установленными в обвязке преобразователя плотности, входящего в состав ИК плотности. Одновременно эталоном плотности определяют значение плотности нефти в соответствии с руководством по эксплуатации эталона плотности.

Значение плотности, измеренное эталоном плотности, приводят к температуре нефти в поточном плотномере, входящем в состав ИК плотности, в соответствии с Р 50.2.076–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Операции, описанные выше, проводят не менее трех раз при текущем значении плотности нефти. После каждого измерения эталон плотности промывают и подготавливают к работе в соответствии с руководством по эксплуатации.

После проведения каждого измерения рассчитывают абсолютную погрешность измерений плотности нефти  $\Delta\rho_i$ , кг/м<sup>3</sup>, по формуле

$$\Delta\rho_i = \rho_{пп,i} - \rho_{эп,i}, \quad \text{Б.1}$$

где  $\rho_{пп,i}$  – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, входящим в состав ИК плотности, при проведении i-го измерения, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{эп,i}$  – плотность нефти, измеренная эталоном плотности и приведенная к температуре нефти в поточном плотномере, входящем в состав ИК плотности, при проведении i-го измерения, кг/м<sup>3</sup>.

Б.2 Определение метрологических характеристик ИК поэлементным способом.

Проводят проверку подтверждения соответствия метрологических характеристик измерительных компонентов, входящих в состав ИК, метрологическим характеристикам, установленным при утверждении их типа, путем проверки наличия:

– информации о положительных результатах поверки измерительных компонентов в ФИФОЕИ;

– действующих знаков поверки на измерительных компонентах.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав ИК, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав ИК измерительные компоненты на момент определения метрологических характеристик ИК должны быть поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и иметь положительные результаты поверки.