

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии  
(Росстандарт)  
Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в  
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,  
Ямало-Ненецком автономном округе»  
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора  
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



« 10 » ноября Д.С. Чередников  
2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ  
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 656  
НА ЦПС ЮГ НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ  
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ»

Методика поверки

ВЯ.10.1703075.00 МП

Тюмень  
2020

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела МОП  
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории  
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 656 на ЦПС Юг Новопортовского НГКМ ООО «Газпромнефть-Ямал», заводской номер 656.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

ИК – измерительный канал;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МПР – массовый преобразователь расхода;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Определение метрологических характеристик (6.3).

## **2 Средства поверки**

2.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение метрологических характеристик ИК массового расхода, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

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

## **3 Требования безопасности**

3.1 При организации и производстве работ по поверке СИКН необходимо выполнять требования безопасности, изложенные в следующих документах:

3.1.1 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности» ;

3.1.2 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

3.1.3 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другие законодательные акты по охране окружающей среды, действующие на территории РФ;

3.1.4 Эксплуатационные документы СИ, входящих в состав СИКН;

3.1.5 Эксплуатационные документы на средства поверки и вспомогательное оборудование;

3.1.6 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 656 на ЦПС Юг Новопортовского НГКМ ООО «Газпромнефть-Ямал».

3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

## 4 Условия поверки

4.1 Параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать указанным в описании типа СИКН.

4.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода проводят в рабочем диапазоне входящего в его состав МПР, при этом рабочий диапазон не должен превышать диапазон измерений расхода СИКН. Рабочий диапазон МПР указывают в заявке на проведение поверки СИКН.

## 5 Подготовка к поверке

5.1 Проверяют наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ и /или свидетельства о поверке и /или паспорта (формуляры) следующих средств измерений, находящихся в составе СИКН:

- датчики температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями), находящиеся в составе БИЛ, БИК и блоке ТПУ;
- датчики избыточного давления, находящиеся в составе БИЛ, БИК и блоке ТПУ;
- поточный влагомер;
- поточный плотномер;
- трубопоршневая поверочная установка;
- измерительно-вычислительный комплекс.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости);
- представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе или в СОИ) и вид реализации градуировочной характеристики МПР.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### 6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

#### 6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК «ОСТОПУС-L» необходимо в меню «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», выбрать подпункт «Прошивка».

Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора необходимо нажать «Версия» в главном окне.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	«OCTOPUS-L»	APM «Rate APM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6	B6D270DB
Другие идентификационные данные	–	–

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

### 6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода

6.3.1.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода проводят не менее чем в трех точках диапазона (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений.

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР. Отклонение значения массового расхода от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %.

Для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -й точке расхода проводят регистрируют и записывают в протокол:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ;
- значение массового расхода;
- количество импульсов, выдаваемое массомером за время одного измерения;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в ТПУ;
- значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным плотномером;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в поточном плотномере.

6.3.1.2 Результаты измерений заносят в протокол. Форма протокола приведена в приложении А. При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч		4
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м <sup>3</sup>		5
Количество импульсов	имп	2	
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент коррекции			5
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5

Примечание – если количество импульсов больше 10000, допускается округлять его значение до целого.

6.3.1.3 Массу рабочей жидкости, определенную с помощью ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $M_{ji}^{ТПУ}$ , т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji}^{ТПУ} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

где  $V_{npj}^{ТПУ}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям, м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{npj}^{ПП}$  – плотность нефти, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям ТПУ при *i*-м измерении в *j*-й точке расхода, кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ji}^{ТПУ} - 20)] \cdot \left(1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ji}^{ТПУ} \cdot D}{E \cdot S}\right) \quad (2)$$

где  $V_0^{ТПУ}$  – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление 0 МПа), м<sup>3</sup>;  
 $\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок КП, 1/°С;  
 $t_{ji}^{ТПУ}$  – среднее значение температуры нефти в ТПУ за время *i*-ого измерения в *j*-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;  
 $P_{ji}^{ТПУ}$  – среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время *i*-ого измерения в *j*-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;  
 $D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;  
 $S$  – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;  
 $E$  – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа.

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ji}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{ji} \cdot (t_{ji}^{ПП} - t_{ji}^{ТПУ})] \cdot [1 + \gamma_{ji} \cdot (P_{ji}^{ТПУ} - P_{ji}^{ПП})] \quad (3)$$

$\rho_{ji}^{ПП}$  – плотность нефти за время *i*-ого измерения в *j*-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\beta_{ji}$  – коэффициент объёмного расширения нефти, 1/°С (Приложение Б);  
 $\gamma_{ji}$  – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа (Приложение Б).

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации по 6.3.1.4 или 6.3.1.5.

6.3.1.4 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

Значение массы нефти брутто за время *i*-го измерения в *j*-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $M_{ji}$ , т, снимают с монитора АРМ-оператора СИКН.

Для каждого *i*-го измерения в *j*-й точке расхода определяют значения массы рабочей жидкости, измеренные с помощью СИКН ( $M_{ij}$ ):

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{KF_{\text{конф}}} \quad (4)$$

где  $N_{ji}$  – количество импульсов выдаваемое МПР при *i*-ом измерении в *j*-й точке диапазона измерений массового расхода, имп;  
 $KF_{\text{конф}}$  – коэффициент преобразования по импульсному выходу, имп/т.

Определяют коэффициент коррекции измерения массы при *i*-ом измерении в *j*-й точке диапазона измерений массового расхода  $MF_{ji}$ :

$$MF_{ji} = \frac{M_{ji}^{ТПУ}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}}^{\text{дуан}} \quad (5)$$

где  $MF_{\text{уст}}^{\text{дуан}}$  – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в МПР по результатам поверки.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в *j*-й точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $\overline{MF}_j$  :

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ji}}{n_j} \quad (6)$$

где  $n_j$  – количество измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода  $S_{\text{дiан}}^{MF}$ , %:

$$S_{\text{дiан}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left( \frac{MF_{ji} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (7)$$

Проверяют выполнение условия:

$$S_{\text{дiан}}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (8)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции  $MF_{\text{дiан}}$  по формуле:

$$MF_{\text{дiан}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} \quad (9)$$

где  $m$  – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента  $K_{zp}$  по формуле

$$K_{zp} = K_{zp}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{дiан}} \quad (10)$$

где  $K_{zp}^{\text{ПЭП}}$  – градуировочный коэффициент, установленный в первичном электронном преобразователе.

6.3.1.5 Реализация градуировочной характеристики в системе обработки информации

Вычисляют значение  $K$ -фактора для  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке расхода  $KF_{ji}$ , имп/т, по формуле

$$KF_{ji} = \frac{N_{ji}}{M_{ji}} \quad (11)$$

Вычисляют среднее значение  $K$ -фактора для  $j$ -й точки расхода  $\overline{KF}_j$ , имп/т, по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ji}}{n_j} \quad (12)$$

В зависимости от вида реализации градуировочной характеристики оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений  $K$ -фактора для точек расхода:

– в рабочем диапазоне  $S_{\text{дiан}}^{KF}$ , %, если градуировочную характеристику реализуют в виде постоянного значения  $K$ -фактора в рабочем диапазоне:

$$S_{\text{дуан}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (13)$$

– в каждом  $k$ -м поддиапазоне расхода  $S_k^{KF}$ , %, если градуировочную характеристику реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \quad (14)$$

При выполнении условия (8) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

6.3.1.6 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют в зависимости от способа и вида реализации градуировочной характеристики.

Границу неисключенной систематической погрешности СИКН в рабочем диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{\text{MF}}^2 + \delta_{\text{0,мас}}^2} \quad (15)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения  $K$ -фактора:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{\text{KF дуан}}^2 + \delta_{\text{0,мас}}^2} \quad (16)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{\text{KF } k}^2 + \delta_{\text{0,мас } k}^2} \quad (17)$$

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

$\delta_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, определяют по формуле:

$$\delta_{\text{ПП}} = \frac{\Delta_{\text{ПП}}}{\rho_{\text{ПП min}}} \cdot 100 \quad (18)$$

где  $\Delta_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ПП min}}$  – минимальное значение плотности нефти за время проведения поверки, кг/м<sup>3</sup>;

$\theta_t$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерения температуры, %, определяют по формуле:

$$\theta_t = \beta_{\text{ж max}} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ТПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПП}}^2} \cdot 100 \quad (19)$$

где  $\beta_{\text{ж max}}$  – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, 1/°С;

$\Delta t_{\text{ТПУ}}$ ,  $\Delta t_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, °С;

$\delta_K$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении  $K$ -фактора МПР, %;

$\theta_{MF}$  – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{MF} = \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\text{дуан}}}{MF_{\text{дуан}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100 \quad (20)$$

$\theta_{KF \text{ диан}}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{KF \text{ дуан}} = \left| \frac{\overline{KF}_j - KF_{\text{дуан}}}{KF_{\text{дуан}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100 \quad (21)$$

$\theta_{KF k}$  – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в  $k$ -м поддиапазоне расхода, %:

$$\theta_{KF k} = 0,5 \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1(k)}} \right| \cdot 100 \quad (22)$$

$\delta_{0 \text{ мас}}$  – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определенная по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас}} = \frac{ZS}{Q_{\text{min}}} \cdot 100 \quad (23)$$

$\delta_{0 \text{ мас } k}$  – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определенная по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас } k} = \frac{ZS}{Q_{k \text{ min}}} \cdot 100 \quad (24)$$

где  $Q_{k \text{ min}}$  – минимальное значение расхода в  $k$ -м поддиапазоне, т/ч.

Границу случайной погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности  $P=0,95$ , вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{MF} \quad (25)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения  $K$ -фактора:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{KF} \quad (26)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \cdot S_k^{KF} \quad (27)$$

где  $t_{0,95}$  – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода (Приложение В).

Относительную погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности  $P=0,95$ :

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дван}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дван}}^{MF}} > 8 \end{cases}, \quad (28)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения  $K$ -фактора:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дван}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дван}}^{MF}} > 8 \end{cases} \quad (29)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (30)$$

где  $Z_{(P)}$  – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей (Приложение В).

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25\%$  – для рабочей ИЛ,  $\pm 0,20\%$  – для контрольно-резервной ИЛ.

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

– увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в первичном электронном преобразователе в виде постоянного значения градуировочного коэффициента или коэффициента коррекции или в СОИ в виде постоянного значения  $K$ -фактора в рабочем диапазоне – уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации – увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон) расхода.

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

По результатам определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти, в зависимости от способа и вида реализации, вводят градуировочную характеристику:

а) в первичный электронный преобразователь МПР в виде постоянного значения  $MF_{\text{диап}} = \dots$  (или  $K_{\text{гр}} = \dots$ );

б) в СОИ в виде постоянного значения  $KF_{\text{диап}} = \dots$  имп/т;

в) в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений  $KF_j = \dots$  имп/т для каждого поддиапазона.

6.3.2 В случае положительного результата делают вывод о подтверждении соответствия СИКН установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто нефти  $\pm 0,25\%$ , массы нетто нефти  $\pm 0,35\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты определения относительной погрешности измерительного канала массового расхода оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы определения относительной погрешности измерительного канала массового расхода с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

7.2 Если результат поверки положителен, на СИКН оформляется свидетельство о поверке. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон расходов по СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.3 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности.

## Приложение А

Форма протокола определения относительной погрешности измерительного канала  
массового расхода нефти

Протокол № \_\_\_\_\_

Место проведения \_\_\_\_\_, ИЛ № \_\_\_\_\_

СРМ \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ТПУ \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ПП \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ИВК \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

Рабочая жидкость \_\_\_\_\_

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0^{ТПУ}$ , м <sup>3</sup>	$\delta_{ТПУ}$ , %	D, мм	S, мм	E, МПа	$\alpha_t$ , °С <sup>-1</sup>	$\Delta t_{ТПУ}$ , °С
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{ПП}$ , °С	$\Delta \rho_{ПП}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\delta_K$ , %	КФ <sub>конф.</sub> , имп/т	ZS, т/ч
9	10	11	12	13

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№точ/ №изм	$Q_{ji}$ , т/ч	Детекто- ры	$T_{ji}$ , с	$t_{ji}^{ТПУ}$ , °С	$P_{ji}^{ТПУ}$ , МПа	$\rho_{ji}^{ПП}$ , кг/м <sup>3</sup>	$t_{ji}^{ПП}$ , °С
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
1/n <sub>1</sub>							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/n <sub>m</sub>							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{ji}^{ПП}$ , МПа	$N_{ji}$ , имп	$V_{прji}^{ТПУ}$ , м <sup>3</sup>	$\rho_{прji}^{ПП}$ , кг/м <sup>3</sup>	$M_{ji}^{ТПУ}$ , т	$M_{ji}$ , т	MF <sub>ji</sub>
1	9	10	11	12	13	14	15
1/1							
...	...	...	...				
1/n <sub>1</sub>							
...	...	...					
m/1							
...	...	...					
m/n <sub>m</sub>							



### Приложение Б

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости  $\gamma_t$ , 1/МПа, рассчитывают по формуле:

$$\gamma_t = \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t \cdot 10^3}{\rho_{15}^2}\right) \cdot 10^{-3} \quad (\text{Б.1})$$

где  $t$  – температура нефти, °С;

$\rho_{15}$  – плотность нефти при температуре 15 °С, 1/°С.

Коэффициент объемного расширения рассчитывают по формуле:

$$\beta_t = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15) \quad (\text{Б.2})$$

где  $\beta_t$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t$ , 1/°С;

$\beta_{15}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, рассчитываемый по формуле:

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad (\text{Б.3})$$

Значение плотности нефти при температуре  $t$ , °С, и избыточном давлении  $P$ , МПа, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{tP} = \frac{\rho_{15} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (t - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15)]\}}{1 - \gamma_t \cdot P} \quad (\text{Б.4})$$

Значение плотности нефти при 15 °С находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по следующему алгоритму:

Измеренное значение плотности подставляют в формулы (Б.1) и (Б.3) вместо значения плотности нефти при 15 °С и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости в первом приближении.

1. Измеренное значение плотности и вычисленные в первом приближении коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости подставляют в формулу (Б.4) и определяют значение плотности нефти при 15 °С в первом приближении.

2. Значение плотности нефти при 15 °С, вычисленное в первом приближении, подставляют в формулы (Б.1) и (Б.3) и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости во втором приближении.

3. Расчет плотности нефти при 15 °С продолжают до тех пор, пока его значение не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м<sup>3</sup>. За результат определения плотности нефти при 15 °С принимают значение, полученное в последнем приближении.

### Приложение В

Определение значений квантиля распределения Стьюдента и коэффициента  $Z_{(P)}$

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

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

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

Продолжение таблицы В.1

$n-1$	14	15	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  в зависимости от величины соотношения  $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дупл}}^{MF}$  определяют из таблицы В.2.

Таблица В.2 – Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дупл}}^{MF}$	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