

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП «ВНИИР»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель директора по развитию



А.С. Тайбинский

14 декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа  
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на ЦПС нефти Вынгапуровского  
месторождения ЦППН-3 УПСН**

Методика поверки

МП 0537-13-2016

Начальник отдела НИО-13

А.И. Горчев

Тел. (843)272-11-24

г. Казань  
2016 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – система измерений), изготовленную ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ», г. Уфа и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Система измерений предназначена для автоматизированного измерения объемного (массового) расхода (объема) свободного нефтяного газа (далее – СНГ) при рабочих условиях и приведения объемного (массового) расхода (объема) газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63

Система измерений состоит из десяти измерительных линий различной конструкции, объединенные общим ИВК:

- ИЛ узла учета СНГ на КС ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на КС). Номинальный диаметр DN200;
- ИЛ узла учета СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС):  
Измерительная линия №1. Номинальный диаметр DN100  
Измерительная линия №2. Номинальный диаметр DN200.  
Измерительная линия №3. Номинальный диаметр DN40.
- ИЛ узла учета СНГ на ФВД ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на ФВД). Номинальный диаметр DN700;
- ИЛ узла учета СНГ на ФНД ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на ФНД). Номинальный диаметр DN500;
- ИЛ узла учета СНГ на печи ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на печи). Номинальный диаметр DN80;
- ИЛ узла учета СНГ на ЕТБ ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на ЕТБ). Номинальный диаметр DN200;
- ИЛ узла учета СНГ на ГКС ЦПС нефти Вынгапуровского месторождения ЦППН-3 УПСН (далее – УУ СНГ на ГКС). Номинальный диаметр DN200;
- ИЛ узла учета СНГ на дежурное горение факельной установки (далее – УУ СНГ на ФС). Номинальный диаметр DN40.

Для системы измерений установлена поэлементная поверка. Измерительные и вычислительные компоненты поверяются в соответствии с их методиками поверки, представленными в приложении А.

Погрешность определения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, рассчитываются по метрологическим характеристикам применяемых средств измерений температуры, давления и объемного расхода газа при рабочих условиях.

Интервал между поверками - 2 года.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
Внешний осмотр	6.1	+	+
Проверка выполнения функциональных возможностей системы измерений	6.2	+	+

Продолжение таблицы 1

Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений	6.3	+	+
Определение метрологических характеристик (далее – МХ):	6.4	+	+
- средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы измерений	6.4.2	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления	6.4.3	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры	6.4.4	+	+
- абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения расхода	6.4.5	+	+
- относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	6.4.6	+	+
Оформление результатов поверки	7	+	+

## 2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства:

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала  $\pm 0,015\%$  от показания  $\pm 2$  мкА;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, диапазон измерений от 0 до плюс 55 °С, цена деления 0,1 °С;
- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па;
- гигрометр психрометрический ВИТ, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80 %, цена деления термометров 0,5 °С

2.2 Применяемые при поверке СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых систем измерений с требуемой точностью.

## 3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Правилами безопасности труда, действующими на объекте;
- Правилами безопасности при эксплуатации средств измерений;
- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

3.2 Управление оборудованием и СИ проводится лицами, прошедшими обучение и проверку знаний и допущенными к обслуживанию применяемого оборудования и СИ.

## 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- измеряемая среда свободный нефтяной газ

- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +36
- относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
- напряжение питания, В	220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub>
- частота переменного тока, Гц	50±1
- внешнее магнитное поле (кроме земного), вибрация	отсутствуют

## 5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с руководством по эксплуатации системы измерений (далее – РЭ) и нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав системы измерений.

5.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и/или поверительные клейма СИ, входящих в состав системы измерений.

5.3 Все используемые СИ должны быть приведены в рабочее положение, заземлены и включены в соответствии с руководством по их эксплуатации.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие поверяемой системы измерений следующим требованиям:

- длины прямых участков измерительного трубопровода до и после расходомера счетчика теплового t-mass, расходомера газа ультразвукового Flowsic 100, расходомера-счетчика газа и пара GM868 и расходомера вихревого Prowirl (далее – расходомер) должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации, установленным изготовителями расходомеров.
- комплектность системы должна соответствовать РЭ;
- на компонентах системы измерений не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы измерений должны быть четкими и соответствовать РЭ;
- наличие маркировки на приборах, в том числе маркировки по взрывозащите.

### 6.2 Проверка выполнения функциональных возможностей системы измерений.

6.2.1 При проверке выполнения функциональных возможностей системы измерений проверяют функционирование задействованных измерительных каналов температуры, давления и расхода. Проверку проводят путем подачи на входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – контроллер) сигналов, имитирующих сигналы от первичных преобразователей температуры, давления и расхода.

Результаты проверки считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее контроллера или ПЭВМ.

### 6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы измерений.

Программное обеспечение (ПО) системы измерений базируется на ПО, входящих в состав системы измерений серийно выпускаемых компонент, имеющих свидетельства (сертификаты) об утверждении типа средств измерений, дополнительного метрологически значимого ПО система измерений не имеет.

Проверку идентификационных данных операционной системы основного вычислительного компонента – комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер.

Идентификационные данные контроллера должны соответствовать представленным в описании типа.

#### 6.4 Определение метрологических характеристик.

6.4.1 Определение метрологических характеристик системы измерений заключается в расчете погрешности при измерении температуры, давления и объемного расхода СНГ в рабочих условиях, погрешности при определении объемного расхода и объема СНГ, приведенных к стандартным условиям.

6.4.2 Определение соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы измерений, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку, представленными в приложении А.

6.4.3 Определение абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения абсолютного давления.

Контроллер переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: датчик давления Метран-150 – контроллер.

Для этого отключают датчик давления Метран-150 и с помощью калибратора подают на вход контроллера с учетом линии связи аналоговые сигналы (для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА) и считывают значение тока для соответствующего давления с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютную погрешность по формуле:

$$\delta_i = I_i - I_{yi}, \quad (1)$$

где  $I_i$  - показание контроллера в  $i$ -той реперной точке, мА;

$I_{yi}$  - показание калибратора в  $i$ -той реперной точке, мА.

Результаты поверки считаются положительными, если пределы абсолютной погрешности не превышают  $\pm 0,015$  мА.

6.4.4 Определение абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения температуры.

Контроллер переводят в режим поверки измерительного канала. Проверяют передачу информации на участке линии связи: термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Метран-270) – контроллер.

Для этого отключают термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (Метран-270) и с помощью калибратора подают на вход контроллера с учетом линии связи аналоговые сигналы (для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА) и считывают значение тока для соответствующей температуры с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по формуле (1).

Результаты поверки считаются положительными, если пределы абсолютной погрешности не превышают  $\pm 0,015$  мА.

6.4.5 Определение абсолютной погрешности преобразования входных аналоговых сигналов по каналу измерения расхода.

Проверяют передачу информации на участке линии связи: расходомер – контроллер. Для этого отключают расходомер и с помощью калибратора подают на вход контроллера с учетом линии связи аналоговые сигналы (для аналогового сигнала 4-20 мА это: 4 мА, 8 мА, 12 мА, 16 мА, 20 мА) и считывают значение тока для соответствующего расхода с дисплея контроллера или с экрана ПЭВМ.

По результатам измерений в каждой реперной точке вычисляют абсолютную погрешность по формуле (1).

Результаты поверки считаются положительными, если пределы абсолютной погрешности не превышают  $\pm 0,015$  мА.

6.4.6 Определение относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

По метрологическим характеристикам применяемых средств измерений рассчитывают общую результирующую погрешность определения расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям для УУ СНГ на КС, УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №1, УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №2, УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №3, УУ СНГ на ФВД, УУ СНГ на ФНД, УУ СНГ на печи, УУ СНГ на ЕТБ, УУ СНГ на ГКС, УУ СНГ на ФС осуществляется по следующим формулам:

6.4.6.1 Относительную погрешность измерений объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям  $\delta_{qc}$ , %, при применении расходомера вихревого Prowirl, расходомера-счетчик газа и пара GM868 и расходомера газа ультразвукового Flowsic 100 определяют по формуле:

$$\delta_{qc} = \sqrt{\delta_q^2 + \mathcal{G}_T^2 \delta_T^2 + \mathcal{G}_P^2 \delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_{ИВК}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_q$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода СНГ в рабочих условиях, %;

$\mathcal{G}_T$  – коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости СНГ;

$\delta_T$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения температуры, %;

$\mathcal{G}_P$  – коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости СНГ;

$\delta_P$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %;

$\delta_K$  – пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости СНГ, %;

$\delta_{ИВК}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении объемного расхода СНГ, приведенного к стандартным условиям, %.

6.4.6.2 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного (массового) расхода СНГ в рабочих условиях определяются по формуле:

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{qПР}^2 + \delta_{нрИВК}^2}, \quad (3)$$

где  $\delta_{qПР}$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода СНГ в рабочих условиях, %;

$\delta_{нрИВК}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код, %;

6.4.6.3 Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код определяют по формуле:

$$\delta_{нрИВК} = \frac{I_B - I_H}{I_H} \cdot \gamma_{нрИВК}, \quad (4)$$

где  $I_B, I_H$  – верхнее и нижнее значения аналогового сигнала соответственно, мА;

$\gamma_{нрИВК}$  – пределы допускаемой приведенной погрешности ИВК при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код, %.

6.4.6.4 Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости СНГ определяют по формуле:

$$g_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f}, \quad (5)$$

6.4.6.5 Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости СНГ определяют по формуле:

$$g_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f}, \quad (6)$$

6.4.6.6 Пределы допускаемой относительной погрешности определения температуры определяют по формуле:

- при использовании в качестве СИ температуры термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом Метран-270:

$$\delta_T = \sqrt{\left( \frac{t_в - t_н}{t_н + 273,15} \cdot \gamma_{\text{осн}} \right)^2 + \left( \frac{t_в - t_н}{t_н + 273,15} \cdot \gamma_{\text{доп}} \cdot \Delta_T \right)^2} + \delta_{\text{нрИВК}}^2, \quad (7)$$

где  $t_в, t_н$  – верхний и нижний пределы шкалы СИ температуры, °С;

$\gamma_{\text{осн}}$  – основная приведенная погрешность СИ температуры, %;

$\gamma_{\text{доп}}$  – дополнительная приведенная погрешность СИ температуры при изменении температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С, %/°С;

$\Delta_T$  – максимальная разница между температурой окружающего воздуха и температурой при калибровке, °С.

- при использовании в качестве СИ температуры термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820:

$$\delta_T = \sqrt{\left( \frac{\Delta_{902820}}{t_{\text{изм}} + 273,15} \right)^2} + \delta_{\text{нрИВК}}^2, \quad (8)$$

где  $\Delta_{902820}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры, °С;

при этом значение переменной  $t_{\text{изм}}$  не выходит за пределы настроенного диапазона измерений используемого термопреобразователя

6.4.6.7 Пределы допускаемой относительной погрешности определения давления определяют по формуле:

$$\delta_P = \sqrt{\delta_{P_{\text{абс}}}^2 + \delta_{\text{нрИВК}}^2}, \quad (9)$$

где  $\delta_{P_{\text{абс}}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, %.

6.4.6.8 Пределы допускаемой относительной погрешности определения абсолютного давления определяют по формуле:

$$\delta_{P_{\text{абс}}} = \sqrt{\delta_{P_{\text{осн}}}^2 + \delta_{P_{\text{доп}}}^2}, \quad (10)$$

где  $\delta_{P_{\text{осн}}}$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений абсолютного давления, %;

$\delta_{P_{\text{доп}}}$  – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений абсолютного давления от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С, %.

6.4.6.9 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости СНГ определяется по формуле:

$$\delta K = \sqrt{\delta K_{\text{м}}^2 + \delta K_{\text{нд}}^2 + \delta K_{\text{нс}}^2}, \quad (11)$$

где  $\delta K_{\text{м}}$  – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости, %;



- $\delta K_{ид}$  – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %;
- $\delta K_{нс}$  – относительное изменение значения коэффициента сжимаемости, %.

6.4.6.10 Относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных определяется по формуле:

$$\delta K_{ид} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(\mathcal{G}x_i \times \delta x_i)^2]}, \quad (12)$$

- где  $\delta x_i$  – относительная погрешность определения  $i$ -го компонента в газовой смеси, %;
- $\mathcal{G}x_i$  – коэффициенты влияния  $i$ -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

6.4.6.11 Коэффициенты влияния  $i$ -го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости определяются по формуле:

$$\mathcal{G}x_i = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \times \frac{x_i}{K}, \quad (13)$$

- где  $\Delta K$  – изменение значения коэффициента сжимаемости  $K$  при изменении содержания  $i$ -го компонента в газовой смеси  $x_i$  на величину  $\Delta x_i$ , %;

6.4.6.12 Предел относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям  $\delta V_c$ , %, определяют по формуле:

$$\delta V_c = \sqrt{\delta_{qc}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (14)$$

- где  $\delta_{qc}$  – относительная погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %;
- $\delta_{\tau}$  – относительная погрешность ИВК определения интервала времени (измерения текущего времени), %.

6.4.6.13 Пределы относительной погрешности измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям  $\delta_{qc}$ , % при применении расходомера-счетчика теплового t-mass определяют по формуле:

$$\delta_{qc} = \sqrt{\delta_{WM}^2 + 4\delta_D^2 + \delta_{np\ ИВК}^2 + \delta_q^2 + \delta_{\rho c}^2}, \quad (15)$$

- где  $\delta_{WM}$  – предел относительной погрешности измерений среднерасходной массовой скорости газа расходомером t-mass 65I, %;
- $\delta_D$  – относительная погрешность определения внутреннего диаметра ИТ, %;
- $\delta_{\rho c}$  – методическая относительная погрешность определения плотности газа при стандартных условиях, %.

6.4.6.14 Предел относительная погрешности измерений среднерасходной массовой скорости газа расходомером t-mass 65I определяют по формуле:

$$\delta_{WM} = 0,5 \cdot \frac{Q_{ш}}{Q_T} + 1, \quad (16)$$

- где  $Q_{ш}$  – верхнее значение шкалы по массовому расходу, кг/ч;
- $Q_T$  – измерение значение массового расхода, кг/ч.

6.4.6.15 Предел относительной погрешности определения внутреннего диаметра ИТ вычисляют с учетом дополнительной погрешности и определяют по формуле:

$$\delta_D = \sqrt{\delta_{DI}^2 + \delta_{Dt}^2}, \quad (17)$$

где  $\delta_{Dt}$  – дополнительная погрешность определения внутреннего диаметра ИТ при рабочей температуре, %;

$\delta_{DI}$  – относительная погрешность измерения внутреннего диаметра ИТ, %.

6.4.6.16 Предел относительной погрешности ИВК при преобразовании аналогового сигнала в цифровой код определяют по формуле (4).

6.4.6.17 Предел относительной погрешности определения плотности газа при стандартных условиях  $\rho_c$  определяют по формуле:

$$\delta_{\rho c} = \sqrt{\delta_{\rho cm}^2 + \delta_{\rho \delta x}^2}, \quad (18)$$

где  $\delta_{\rho cm}$  – методическая абсолютная погрешность определения плотности газа при стандартных условиях;

$\delta_{\rho \delta x}$  – дополнительная погрешность плотности газа при стандартных условиях, связанная с погрешностью определения содержания компонентов.

$$\delta_{\rho \delta x} = \sum_{i=1}^n \left[ (k_{xi} \cdot \delta_{xi})^2 \right]^{0,5}, \quad (19)$$

$$k_{xi} = \frac{\Delta \rho_c}{\Delta x_i} \cdot \frac{x_i}{\rho_c}, \quad (20)$$

где  $k_{xi}$  – коэффициент влияния содержания компонента газа  $x_i$  на  $\rho_c$ ;

$n$  – общее число компонентов газа;

$\delta_{xi}$  – относительные погрешности определения условно-постоянных значений содержания компонентов газа, %;

$x_i$  – содержание  $i$ -го компонентного газа в молярных долях;

$\Delta \rho_c$  – изменение величины  $\rho_c$  при изменении  $x_i$  на  $\Delta x_i$ ;

$\Delta x_i$  – изменение величины  $x_i$ ;

$\rho_c$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

$$\delta_{xi} = \sqrt{\left( \frac{\Delta x_i}{x_{i,j}} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{|x_{i,j} - x_{i,j-1}|}{x_{i,j}} \right)^2} = \sqrt{\left( \frac{\Delta x_i}{x_{i,j}} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{\Delta x_{i\Delta\tau}}{x_{i,j}} \cdot 100 \right)^2}, \quad (21)$$

где  $\Delta x_i$  – абсолютная погрешность определения содержания  $i$ -го компонента СИ (хроматографа), % объема;

$x_{i,j}$  – содержание  $i$ -го компонента, текущего  $j$ -го и предыдущего ( $j-1$ )-го определения  $x_{i,j-1}$  соответственно, % объема;

$\Delta x_{i\Delta\tau}$  – допускаемое изменение содержания  $i$ -го компонента в течении интервала времени между двумя определениями компонентного состава газа.

6.4.7 Результаты поверки считаются положительными, если пределы относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по формуле (2) и (15) не превышают:

$\pm 2,0$  % УУ СНГ на КС, УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №1, УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №2, УУ СНГ на ФВД, УУ СНГ на ФНД, УУ СНГ на ГКС;  
 $\pm 2,5$  % для УУ СНГ на МУП ВЖКХ ЦПС ИЛ №3, УУ СНГ на печи, УУ СНГ на ЕТБ, УУ СНГ на ФС.

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1. Результаты поверки заносят в протокол произвольной формы.

7.2. Положительные результаты поверки оформляют свидетельством по Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или паспорт.

7.3. При отрицательных результатах поверки систему измерений не допускают к применению, свидетельство о поверке аннулируется и выписывается извещение о непригодности к применению.

**Приложение А**  
(обязательное)

Список нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав системы измерений.

Наименование СИ	Нормативный документ
Расходомер счетчик тепловой t-mass	«ГСИ. Расходомеры счетчики тепловые t-mass. Методика поверки», утвержденный ВНИИМС в 2008 г.
Расходомер газа ультразвуковой Flowsic 100	МП 43980-10 «Инструкция. ГСИ. Расходомеры газа ультразвуковые Flowsic 100. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» в марте 2010 г., с изменением № 1 от 18.03.2015 г. и изменением №2 от 10.11.2015 г.
Расходомер вихревой Prowirl	МП 15202-14 «ГСИ. Расходомеры вихревые Prowirl. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 г.
Расходомер-счетчик газа и пара GM868	МП 50009-12 «Расходомеры-счетчики газа и пара GF868, GM868, XGM868, GS868, XGS868, GC868, PT878GC, STF878, IGM878. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 8 декабря 2011 г.
Датчик давления Метран-150ТА	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Термопреобразователь унифицированным выходным сигналом Метран-270	с Раздел 3.4 Руководства по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ, утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в сентябр 2011 г.
Термопреобразователь унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	с «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в январе 2006 г.
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.