ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151–11 от 01.10.2011 г.

в Государственном реестре средств измерений

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ГЦИ СИ

Технический директор

ООО «Метрологический центр СТП»

_____ И. А. Яценко

«16» 04 _____ 2015 г.

Инструкция

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 187-30151-2015

1.р.62843-15

2015

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ.....3
2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....4
3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....4
4. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....5
5. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....5
6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....5
7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....6
8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....11

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров свободного нефтяного газа ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения». зав. № 117 (далее – СИКГ), изготовленную по технической документации фирмы ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»», г. Ноябрьск, принадлежащую ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»», г. Ноябрьск, и устанавливает методику поверки СИКГ при вводе в эксплуатацию, при эксплуатации, а также после ремонта.

1.2 Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа (далее – газ) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления и температуры. При помощи системы обработки информации (далее – СОИ) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости газа и плотность газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, массового расхода (массы), абсолютного давления, температуры газа и рассчитанного коэффициента сжимаемости газа.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и/или импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов.

1.3 В состав СИКГ входят три узла учета различной конструкции, объединенные общим ИВК:

– узел учета свободного нефтяного газа на компрессорную станцию ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения (далее – УУ на КС), диаметр условного прохода Ду 200,0 мм;

– узел учета свободного нефтяного газа на факел низкого давления ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения (далее – УУ на ФНД), диаметр условного прохода Ду 200,0 мм;

– узел учета свободного нефтяного газа на печи ДНС-1 с УПСВ Пограничного месторождения (далее – УУ на печи), диаметр условного прохода Ду 80,0 мм;

УУ на КС состоит из измерительных каналов, в которые входят следующие средства измерений: расходомер газа ультразвуковой «Flowsic 100» (Госреестр № 43980-10), датчик давления «Метран-150ТА» (Госреестр № 32854-09), термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270, модель Метран-276 (Госреестр № 21968-11).

УУ на ФНД состоит из измерительных каналов, в которые входят следующие средства измерений: ультразвуковой «Flowsic 100» (Госреестр № 43980-10), датчик давления «Метран-150ТА» (Госреестр № 32854-09), термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом «ТСПУ 902820» (Госреестр № 32460-06).

УУ на печи состоит из измерительных каналов, в которые входят следующие средства измерений: расходомер вихревой «Prowirl 72» (Госреестр № 15202-09), датчик давления «Метран-150ТА» (Госреестр № 32854-09), термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом «ТСПУ 902820» (Госреестр № 32460-06).

В состав СОИ входит комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» (Госреестр № 43239-09) (далее - ИВК).

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКГ при эксплуатации достигается путем применения барьеров искробезопасности «БИА-101» (Госреестр № 32483-09).

1.4 Интервалы между поверками средств измерений (СИ), входящих в состав СИКГ – в соответствии с документами, устанавливающими периодичность их поверок.

Интервал между поверками СИКГ – 2 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в Таблице 2.1:

Таблица 2.1 Операции поверки

Номер п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр СИКГ	7.2
3	Опробование СИКГ	7.3
4	Определение метрологических характеристик СИКГ	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.1, а также в соответствии с документами, приведенными в Приложении А:

3.2 Допускается использование других СИ, по своим характеристикам не уступающих выбранным из вышеуказанных документов, а также указанным в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Эталонные и вспомогательные средства измерений.

№ п/п	Наименование эталонного средства измерений, метрологические и технические данные
1	Барометр-анероид контрольный М-67, диапазон измерений от 610 до 790 мм.рт.ст, предел допускаемой абсолютной погрешности после введения поправок ±0,8 мм.рт.ст., поправки на любой отметки шкалы ±1,5 мм.рт.ст.
2	Прибор комбинированный Testo-608-H1, диапазон измерений относительной влажности воздуха от 15 до 85 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности воздуха ±3%, диапазон измерений температуры воздуха от 0 да 50°С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха ±0,5 °С
3	Калибратор многофункциональный модели МСх-R, диапазон воспроизведения токовых сигналов от 0 до 25 мА, точность ± (0,02% показаний + 1,5 мкА), диапазон воспроизведения сигналов напряжения ±12 В, точность ± (0,02% показаний + 0,1 мВ), диапазон воспроизведения сопротивления от 1 до 4000 Ом, точность ± 0,04% показаний, но не менее ±30 мОм.

Примечание: Для проведения поверки выбирают эталонные СИ с диапазонами, соответствующими диапазонам СИ, входящим в поверяемую СИКГ.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь свидетельство о поверке.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки необходимо соблюдать следующие требования:

– корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их инструкциями по эксплуатации;

– ко всем используемым СИ при эксплуатации должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;

– работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;

– к работе должны допускаться лица, имеющие необходимую квалификацию и обученные работе с СИКГ, изучившие эксплуатационную документацию на СИКГ и средства поверки, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке.

4.2 При проведении поверки соблюдают требования по безопасности, производственной санитарии и охране окружающей среды, действующие на территории объектов ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», а также требования действующих правил и нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности, в области пожарной безопасности, в области охраны окружающей среды.

4.3 Площадку и помещения СИКГ содержат в чистоте, не допускают выбросов и выделений измеряемой среды в окружающую среду и оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими правилами и нормативными документами. Выполнение поверки прекращают при обнаружении утечки газа через сварные и фланцевые соединения.

4.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам до 1000 В, на которые распространяют «Правила устройства электроустановок» и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки необходимо соблюдать следующие условия, если условия поверки СИКГ не определены методикой поверки:

температура окружающего воздуха	(20 ± 5) °С
относительная влажность	от 30 до 80 %
атмосферное давление	от 84 до 106,4 кПа

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

5.3 Параметры электропитания СИКГ должны соответствовать условиям применения, указанным в технической и эксплуатационной документации фирмы изготовителя.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Эталонные СИ устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации на жестком основании, исключающем передачу несанкционированных механических воздействий;

6.2 Эталонные СИ и СИКГ выдерживают при температуре указанной в п.5.1 не менее 3-х часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;

6.3 Осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных

СИ и СИКГ в соответствии с требованиями эксплуатационных документаций на эталонные СИ и СИКГ.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации.

При проведении проверки технической документации проверяют:

– наличие эксплуатационной документации на СИКГ;

– наличие паспорта на СИКГ;

– наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКГ (при периодической поверке);

– наличие методики поверки на СИКГ;

– наличие паспортов СИ, входящих в состав СИКГ;

– наличие действующих свидетельств о поверке СИ СИКГ.

7.2 Внешний осмотр СИКГ.

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКГ контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКГ.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКГ устанавливают состав и комплектность СИКГ.

7.2.3 Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКГ. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на СИКГ.

7.2.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКГ соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование СИКГ.

7.3.1 При опробовании проверяют работоспособность СИКГ в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя, без определения метрологических характеристик

7.3.1.1 Привести СИКГ в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы на него. Проверить прохождение сигналов. Проверить на дисплее монитора операторской станции управления СИКГ показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКГ параметрам.

7.3.1.2 Результаты опробования считаются положительными, если при увеличении/уменьшении значения какого-либо входного параметра, соответствующим образом изменяется значение измеряемой величины на дисплее монитора операторской станции управления СИКГ.

7.3.2 Опробование программного обеспечения СИКГ.

7.3.2.1 При опробовании проводят подтверждение соответствия программного обеспечения (далее - ПО) СИКГ.

7.3.2.2 Проверяют подлинность ПО СИКГ сравнением номера версии ПО с исходным, который был зафиксирован при испытаниях в целях утверждения типа и отражен в описании типа

7.3.2.3 Проверяется несанкционированный доступ к ПО СИКГ за счет наличия авторизации (введения логина и пароля и возможность обхода авторизации, проверяется реакция ПО СИКГ на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.2.4 Результаты опробования ПО считаются положительными, если обеспечивается аутентификация.

7.4 Определение метрологических характеристик СИКГ.

При определении метрологических характеристик должны быть выполнены операции, приведенные в Таблице 7.1

Таблица 7.1

Номер п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ	7.4.1
2	Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока	7.4.2
3	Определение пределов относительной погрешности СИКГ при измерении объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа.	7.4.3

Допускается проводить поверку только задействованных измерительных каналов.

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКГ.

7.4.1.1 Все операции по п.7.4.1 проводятся в случае отсутствия действующего свидетельства о поверке на СИ, входящего в состав СИКГ. Все операции по проведению поверки СИ, входящих в состав СИКГ проводятся отдельно от мероприятий по поверке СИКГ.

7.4.1.2 Определение метрологических характеристик первичных преобразователей, входящих в состав СИКГ, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку данных первичных преобразователей.

7.4.1.3 Результаты поверки считаются положительными, если определенные метрологические характеристики СИ СИКГ не выходят за пределы, указанные в паспортах (формулярах) и описаниях типов поверяемых СИ или имеются действующие свидетельства о поверке

7.4.2 Определение метрологических характеристик измерительных каналов передачи, преобразования и отображения аналоговых сигналов постоянного тока.

7.4.2.1 Отключают первичные преобразователи избыточного давления и температуры и подключают средства поверки к соответствующим каналам, включая линии связи. С помощью калибратора устанавливают на входе канала ввода аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА) СИКГ электрический сигнал, соответствующий значениям измеряемого параметра. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона. В качестве реперных точек принимаются точки соответствующие 1 %, 25 %, 50 %, 75 % и 99 % диапазона входного аналогового сигнала (от 4 до 20 мА).

7.4.2.2 С информационного жидкокристаллического дисплея СИКГ считывают значения входного сигнала в единицах физической величины.

7.4.2.3 По результатам измерений, выполненных в соответствии с п. 4.3.2.1 настоящей методики, в каждой реперной точке вычислить погрешность по формуле:

$$\gamma_A = \frac{I_{изм} - I_{эт}}{I_{\max} - I_{\min}} \cdot 100\%, \qquad (1)$$

где $I_{эт}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;

$I_{\max}, I_{\min}$ – максимальное и минимальное значения границы диапазона аналогового сигнала, мА;

$I_{изм}$ – значение силы тока, соответствующее показаниям ИВК в i-ой реперной точке, мА:

$$I_{изм} = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{y_{\max} - y_{\min}} \cdot (y_{изм} - y_{\min}) + I_{\min}, \quad (2)$$

где $y_{изм}$ – показание ИВК в i-ой реперной точке в единицах измеряемой величины;

$y_{\max}, y_{\min}$ – максимальное и минимальное значения границы диапазона измерения в единицах измеряемой величины.

7.4.2.4 Результаты считаются положительными, если рассчитанная приведенная погрешность для каждого канала ввода аналогового сигнала (от 4 до 20 мА) СИКГ не выходит за пределы ± 0,1 %

7.4.3 Определение пределов относительной погрешности СИКГ при измерении объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа.

7.4.3.1 Расчет относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям для УУ СНГ на КС, УУ СНГ на ФНД, УУ СНГ на печи осуществляется по следующим формулам:

7.4.3.2 Относительную погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям δ_{q_c}, %, определяют по формуле:

$$\delta_{q_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \vartheta_T^2 \delta_T^2 + \vartheta_P^2 \delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_{ИВК}^2}, \quad (3)$$

где: δ_q – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;

δ_τ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при измерении времени, %;

ϑ_T – коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа

ϑ_P – коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа;

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерения абсолютного давления, %;

δ_K – пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, %.

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

7.4.3.3 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях определяются по формуле:

$$\delta_q = \sqrt{\delta_{q_{ПР}}^2 + \delta_{пр_{ИВК}}^2 + \delta_{пр_{барьер}}^2} \quad (4)$$

где: $\delta_{q_{ПР}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода газа в рабочих условиях, %;

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

$\delta_{пр_{барье}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности барьера искрозащиты при преобразования токового сигнала, %.

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

$$\delta_{пр_{ИВК}} = \frac{I_в - I_н}{I_н} \cdot \gamma_{пр_{ИВК}} \quad (5)$$

где: $I_в$, $I_н$ – верхнее и нижнее значения аналогового сигнала соответственно, мА;

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

7.4.3.5 Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования барьера искрозащиты определяют по формуле:

$$\delta_{пр_{барьер}} = \frac{I_в - I_н}{I_н} \cdot \gamma_{пр_{барьер}} \quad (6)$$

где: $I_в$, $I_н$ – верхнее и нижнее значения аналогового сигнала соответственно, мА;

$\gamma_{пр_{биа}}$ – пределы приведенной погрешности преобразования, %.

7.4.3.6 Коэффициент влияния температуры на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле:

$$\vartheta_T = \frac{\partial f}{\partial T} \times \frac{T}{f} \quad (7)$$

7.4.3.7 Коэффициент влияния давления на коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле:

$$\vartheta_P = \frac{\partial f}{\partial P} \times \frac{P}{f} \quad (8$$

7.4.3.8 Пределы допускаемой относительной погрешности определения температуры определяют по формуле:

– при использовании в качестве СИ температуры термопреобразователя микропроцессорного Метран-276МП:

$$\delta_T = \sqrt{\left(\frac{t_в - t_н}{t_н + 273{,}15} \cdot \gamma_{t_{осн}}\right)^2 + \left(\frac{t_в - t_н}{t_н + 273{,}15} \cdot \gamma_{t_{доп}} \cdot \Delta_T\right)^2 + \delta^2_{пр_{барьер}} + \delta^2_{пр_{ИВК}}} \quad ,(9)$$

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

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

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

Δ_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:

$$\delta_T = \sqrt{\left(\frac{\Delta_{902820}}{t_{изм} + 273{,}15}\right)^2 + \delta^2_{пр_{барьер}} + \delta^2_{пр_{ИВК}}} \quad , \quad (10)$$

где: Δ_{902820} – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры, °С; при этом значение переменной $t_{изм}$ не выходит за пределы настроенного диапазона измерений используемого термопреобразователя

7.4.3.9 Пределы допускаемой относительной погрешности определения давления

определяют по формуле:

$$\delta_P = \sqrt{\delta^2_{P_{абс}} + \delta^2_{пр_{барьер}} + \delta^2_{пр_{ИВК}}} \quad (11)$$

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

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

$$\delta_{P_{абс}} = \sqrt{\delta^2_{P_{осн}} + \delta^2_{P_{доп}}} \quad (12)$$

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

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

7.4.3.11 Пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициента сжимаемости газа определяется по формуле:

$$\delta K = \sqrt{\delta K^2_{м} + \delta K^2_{ид} + \delta K^2_{нс}} \quad (13)$$

где: $\delta K_{м}$ – методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости согласно ГСССД МР 113–03, %;

$\delta K_{ид}$ – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных данных, %;

$\delta K_{нс}$ – относительное изменение значения коэффициента сжимаемости по п. 9.2.4 существующей методики (метода) измерений, %.

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

$$\delta K_{ид} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left[(\vartheta x_i \cdot \delta x_i)^2 \right]}, \quad (14)$$

где: δx_i – относительная погрешность определения i-го компонента в газовой смеси, %;

ϑx_i – коэффициенты влияния i-го компонента в газовой смеси на коэффициент сжимаемости.

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

$$\vartheta x_i = \frac{\Delta K}{\Delta x_i} \cdot \frac{x_i}{K}, \quad (15)$$

где: ΔK – изменение значения коэффициента сжимаемости K при изменении содержания i-го компонента в газовой смеси x_i на величину Δx_i,%;

7.4.3.14 Предел относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям δV_c, %, определяют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta^2_{q_c} + \delta^2_{\tau}}, \quad (16)$$

где: δ_{q_c} – относительная погрешность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %;

δ_{τ} – относительная погрешность ИВК определения интервала времени (измерения текущего времени), %.

7.4.3.15 Результаты расчетов по формулам (2)–(15) округляют до двух знаков после запятой. Результаты расчета по формуле (16) округляют до одного знака после запятой в

большую сторону.

7.4.3.16 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная относительная погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, не превышает следующих значений:

7.4.3.16.1. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям для узлов учета класса Б (при доверительной вероятности P=0,95%):

– не более ±2.5% для узлов учета свободного нефтяного газа категории I и II;

– не более ±3,0 % для узлов учета свободного нефтяного газа категории III;

– не более ±4,0 % для узлов учета свободного нефтяного газа категории IV.

7.4.3.16.2. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям для узлов учета класса В (при доверительной вероятности P=0,95%):

– не более ±5% для узлов учета свободного нефтяного газа категорий I, II, III и IV.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки СИКГ оформляют протоколом произвольной формы с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешностей измерительных каналов.

8.2 При положительных результатах поверки СИКГ, оформляют свидетельство о поверке СИКГ в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием измерительных каналов на которые оно распространено.

8.3 На измерительные каналы СИКГ, признанные непригодными к применению по результатам поверки, оформляют извещение о непригодности к применению установленного образца.