

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ГЦИ СИ,
Главный метролог
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»


В.Н. Щеглов

2007 г.



УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
ООО «СП Бинар»


В.М. Цыс

2007 г.



СИСТЕМА УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА «ПОТОК»

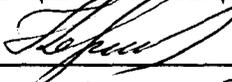
Руководство по эксплуатации

Методика поверки

В115.000.00 РЭ1

1 р. 34546-04

Начальник лаборатории
ГЦИ СИ РФЯЦ-ВНИИЭФ


Ю.М. Корнилов

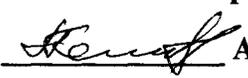
« 06 » 02 2007 г.

Начальник группы
ГЦИ СИ РФЯЦ-ВНИИЭФ


Г.В. Сорокина

« 05 » 02 2007 г.

Начальник отдела
системного проектирования
ООО «СП Бинар»


А.В. Катаев

« 06 » 02 2007 г.

Начальник отдела разработки
программного обеспечения
ООО «СП Бинар»


Д.А. Егоркин

« 06 » 02 2007 г.

г. Саров
Нижегородской обл.
2007

СОДЕРЖАНИЕ	Стр.
1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	5
2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	6
3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	7
4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	7
5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ.....	7
6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	7
6.1 ВНЕШНИЙ ОСМОТР.....	7
6.2 ОПРОБОВАНИЕ	8
6.3 ПОВЕРКА	8
7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	33
ПРИЛОЖЕНИЕ А (СПРАВОЧНОЕ) ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ДАНЫ ССЫЛКИ В ТЕК- СТЕ НАСТОЯЩЕЙ МЕТОДИКИ ПОВЕРКИ	34

Настоящая методика поверки распространяется на систему учета природного газа «Поток» (далее по тексту – система), предназначенную для измерения расхода и количества природного газа методом переменного перепада давления по ГОСТ 8.563.2, и устанавливает методику ее первичной и периодических поверок.

Поверку системы проводить только после внимательного ознакомления с руководством по эксплуатации В115.000.00 РЭ, формуляром В115.000.00 ФО и схемой соединений В115.000.00 Э4.

Основные нормативно-технические характеристики системы приведены в руководстве по эксплуатации В115.000.00 РЭ.

Межповерочный интервал – 1 год.

Перечень принятых сокращений:

АРМ	Автоматизированное рабочее место
ГСП	Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации
ИТ	Измерительная труба
КД	Конструкторская документация
КТС	Комплекс технических средств
лкм	Левая кнопка манипулятора "мышь"
НД	Нормативные документы
ОТК	Отдел технического контроля
РЭ	Руководство по эксплуатации
СИ	Средство измерений
СУ	Сужающее устройство
ССБТ	Система стандартов безопасности труда
ТУГ	Точка учета природного газа
УГО	Условно-графическое отображение
УС	Модифицированное уравнение состояния
УСБ	Устройство сужающее быстросменное
ФО	Формуляр
ЭФ	Экранная форма

Перечень документов, на которые даны ссылки в тексте настоящей методики поверки, приведен в приложении А.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 При проведении первичной и периодических поверок системы должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта	
	технических требований по В115.000.00 РЭ	операции поверки по данной методике
1 Внешний осмотр	1.1.2	6.1
2 Опробование		6.2
3 Поверка		6.3
3.1 Проверка прочности изоляции	1.1.1.7	6.3.1
3.2 Проверка сопротивления изоляции	1.1.1.8	6.3.2
3.3 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности при измерении избыточного давления природного газа в точке учета системы	1.1.2.1, 1.1.2.2, 1.1.1.3 б)	6.3.3
3.4 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности при измерении разности (перепада) давлений природного газа в точке учета системы	1.1.2.3, 1.1.2.4, 1.1.1.3 б)	6.3.4
3.5 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности при измерении температуры природного газа в точке учета системы	1.1.2.5, 1.1.2.6, 1.1.1.3 б)	6.3.5
3.6 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности системы при измерении атмосферного (барометрического) давления	1.1.2.7, 1.1.2.8, 1.1.1.3 б)	6.3.6
3.7 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности при измерении объемного расхода природного газа в точке учета системы	1.1.2.9, 1.1.2.10, 1.1.1.3 д)	6.3.7
3.8 Проверка диапазона и пределов основной приведенной погрешности при измерении количества природного газа в точке учета системы	1.1.2.11, 1.1.2.12, 1.1.12 д)	6.3.8
3.9 Проверка факта диагностирования составных частей системы и технологического процесса	1.1.1.3 е)	6.3.9
3.10 Проверка факта непрерывной передачи измеренной информации в сервер системы; факта возможности ввода данных с АРМ оператора; факта числовых и графических отображений измеренных и вычисленных параметров посредством интерактивных экранных форм; факта архивирования всей полученной информации; факта формирования и печати отчетов	1.1.1.3 г), 1.1.1.3 в), 1.1.1.3 ж), 1.1.1.3 з), 1.1.1.3 и)	6.3.10

Примечания:

1. Поверку датчиков избыточного давления, датчиков разности давлений и датчика абсолютного давления проводить отдельно от системы в соответствии с методикой поверки МИ 4212-012;

2. Поверку термопреобразователей сопротивления проводить отдельно от системы в соответствии с методикой поверки по МП 271.01.00.000 РЭ;

3. Поверку устройств сужающих быстросменных УСБ 50...700 (диафрагм этих устройств) проводить отдельно от системы в соответствии с разделом 8 ГОСТ 8.563.1.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют основные средства измерений, приведенные в таблице 2, и вспомогательные средства измерений, приведенные в таблице 3.

Таблица 2 – Основные средства измерений

Номер пункта по данной методике поверки	Требуемые характеристики	Наименование средства измерений	Тип средства измерений	Погрешность средства измерений	Количество, шт.
6.3.1	Испытательное напряжение (1,5+0,1) кВ переменного тока частотой (50 ± 1) Гц	Универсальная пробойная установка	УПУ-10	± 5 %	1
6.3.2	Диапазон измерения сопротивления изоляции от 1 до 100 МОм при напряжении питания 500 В	Мегаомметр	Ф4102/1-1М	± 2,5 %	1
6.3.3-6.3.10	Генерация и измерение тока до 22 мА с разрешающей способностью 1 мкА.	Прибор для поверки вольтметров программируемый	В1-13	1,5·10 ⁻⁴ I _к +100нА (менее 0,02 % I _к) в поддиапазоне от 10 нА до 10 мА; 1,5·10 ⁻⁴ I _к +1мкА (менее 0,025 % I _к) в поддиапазоне от 100 нА до 100 мА	3

Таблица 3 – Вспомогательные средства измерений

Наименование средств измерений	Технические характеристики	Количество, шт.
1. Термометр ртутный	Диапазон от 0 до плюс 100 °С с ценой деления 1°С	1
2. Барометр ртутный	Диапазон от 600 до 800 мм рт.ст. с ценой деления 1 мм рт. ст.	1
3. Гигрометр психометрический ВИТ-2	Диапазон относительной влажности от 20 до 93 % для температур от плюс 20 до плюс 40 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 6 %	1

Примечание - Допускается использовать другие СИ и оборудование, обеспечивающие требуемые диапазоны и точности измерений и условия проведения поверки в соответствии с разделами 4 и 5.

2.2 СИ, применяемые при поверке, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке.

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению измерений по поверке допускается персонал:

- аттестованный в качестве поверителя средств теплотехнических измерений и являющийся представителем метрологической службы, аккредитованной на право поверки;
- изучивший руководство по эксплуатации на систему В115.000.00 РЭ и методику поверки В115.000.00 РЭ1;
- обученный в соответствии с ССБТ по ГОСТ 12.0.004 и имеющий квалификационную группу не ниже 3 согласно "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей".

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, приведенные в руководстве по эксплуатации на систему и требования по безопасности эксплуатации применяемых средств поверки, указанные в НТД на эти средства.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа;
- напряжение питающей сети $(220,0 \pm 4,4)$ В;
- частота питающей сети (50 ± 1) Гц.

5.2 Перед проведением поверки от системы должны быть отсоединены датчики избыточного давления, датчики разности давлений и термопреобразователи сопротивления.

Примечание - Все подсоединения на вход системы проводить в строгом соответствии со схемой соединений В115.000.00 Э4 и при выключенном питании.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- система должна иметь формуляр В115.000.00 ФО, а также схему соединений В115.000.00 Э4;
- на системе должна быть маркировка, соответствующая В115.000.00 РЭ и В115.000 Э4;
- составные части системы должны быть электрически соединены в соответствии со схемой соединений В115.000.00 Э4 и заземлены;
- на систему должно быть подано питание, отвечающее требованиям В115.000.00 РЭ на систему.

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании проверяют работоспособность системы.

6.2.2 Проверку работоспособности системы проверять в соответствии с руководством по эксплуатации В115.000.00 РЭ.

6.2.3 На вход измерительных каналов поверяемой точки учета системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо датчика избыточного давления, датчика разности давлений и термопреобразователя сопротивления подключить три прибора для поверки вольтметров программируемые (далее по тексту – калибраторы) В1-13.

6.2.4 Включить систему, включить калибраторы. Подготовить приборы к работе согласно РЭ на них.

6.2.5 Войти в систему через панель регистрации, при этом по умолчанию на экране монитора высветится ЭФ «Общая схема учета природного газа».

6.2.6 Установить все калибраторы В1-13 в режим генерации тока.

6.2.7 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи величиной порядка 12 мА.

6.2.8 На ЭФ «Общая схема учета природного газа» зафиксировать переход поверяемой точки учета природного газа из режима «Останов» в режим «Работа» с измерениями избыточного давления, перепада давлений, температуры и объемного расхода газа.

6.2.9 Зафиксировать измерения избыточного давления, перепада давлений, температуры и объемного расхода газа на экранных формах «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...».

Примечание – К ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...» перейти через ЭФ «Общая схема учета природного газа» или через ЭФ «Общий инженерный экран». К ЭФ «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» перейти через ЭФ «Общая схема учета природного газа».

6.2.10 Систему считать работоспособной, если выполняются требования 6.2.8-6.2.9.

6.3 Поверка

6.3.1 Проверка электрической прочности изоляции

6.3.1.1 Проверку электрической прочности изоляции системы проводить с помощью универсальной пробойной установки УПУ-10 по методике, приведенной в 5.11 ГОСТ 12997.

6.3.1.2 Испытательное напряжение $(1,5 + 0,1)$ кВ переменного тока частотой (50 ± 1) Гц прикладывать между заземляющим контактом корпуса КТС «Рубикон» и соединенными вместе выводами сетевого разъема. Поверяемые цепи должны находиться под испытательным напряжением в течение одной минуты, после чего произвести уменьшение испытательного напряжения до минимального.

6.3.1.3 Систему считать выдержавшей проверку, если не произошло пробоя или перекрытия изоляции. Появление “короны” и (или) шума не является признаком неудовлетворительных результатов проверки.

6.3.2 Проверка сопротивления изоляции

6.3.2.1 Проверку сопротивления изоляции проводить с помощью мегаомметра Ф4102/1 при напряжении постоянного тока 500 В по методике, приведенной в 5.11 ГОСТ 12997.

6.3.2.2 Сопротивление изоляции измерять между заземляющим контактом корпуса КТС «Рубикон» и соединенными между собой выводами сетевого разъема при отключенном источ-

нике питания, между корпусом серверной стойки и соединенными между собой выводами сетевого питания при отключенном питании.

6.3.2.3 Систему считать выдержавшей проверку, если сопротивление изоляции в нормальных условиях применения по 5.1 не менее 20 МОм.

6.3.3 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности при измерениях избыточного давления природного газа в точке учета системы

6.3.3.1 На вход поверяемого канала выбранной точки учета системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо датчика избыточного давления подключить калибратор В1-13.

6.3.3.2 Включить систему, включить калибратор В1-13. Подготовить приборы к работе согласно РЭ на них.

6.3.3.3 Войти в систему через панель регистрации, при этом по умолчанию на экране монитора высветится ЭФ «Общая схема учета природного».

6.3.3.4 Перейти на ЭФ «Поверка измерительных каналов» с помощью клавиши F7 клавиатуры либо через ЭФ «Общий инженерный экран».

6.3.3.5 На ЭФ «Поверка измерительных каналов» щелчком лкм по кнопке «Вкл. Режим "Поверка"» выбрать поверяемую точку учета.

6.3.3.6 На УГО поверяемой точки учета щелчком лкм в поле УГО датчика давления (кружок зеленого цвета) выбрать поверяемый канал измерений избыточного давления.

6.3.3.7 Установить калибратор В1-13 в режим генерации тока.

6.3.3.8 Подать от калибратора В1-13 в зависимости от диапазона измеряемых давлений поверяемого канала выбранной точки учета ток $I_{дизад}$, мА, соответствующий первому значению давления $P_{дизад}$, МПа, из таблицы 4.

Таблица 4 – Определение основной относительной погрешности системы при измерениях избыточного давления в поверяемой точке учета

Параметр	Значение				
	4,000	8,000	12,000	16,000	20,000
$I_{дизад_i}$, мА					
$P_{дизад_i}$, МПа					
$P_{дизизм_i}$, МПа					
$\delta_{рди_i}$, %					

где $I_{дизад_i}$ - i -ое заданное значение тока, мА;

$P_{дизад_i}$ - i -ое заданное значение избыточного давления, МПа;

$P_{дизизм_i}$ - i -ое измеренное системой значение избыточного давления, МПа;

$\delta_{рди_i}$ - i -ое значение основной относительной погрешности системы при измерениях избыточного давления (без учета погрешности датчика избыточного давления), %.

Примечание – Отсчет показаний при заданиях и измерениях значений тока и давления проводить до третьей значащей цифры после запятой.

6.3.3.9 Измеренное системой значение давления $P_{дизизм_i}$, МПа, записать в таблицу 4 в соответствующую графу.

6.3.3.10 Выполнить операции 6.3.3.8 – 6.3.3.9 для других значений $P_{дизад_i}$, МПа, из таблицы 4.

6.3.3.11 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях избыточного давления в поверяемой точке учета (без учета погрешности датчика избыточного давления) $\delta_{P_{ди}}$, %, по формуле (1) и записать в таблицу 4

$$\delta_{P_{ди}} = \frac{P_{диизм} - P_{дизад}}{P_{ди\max} - P_{ди\min}} \cdot 100, \quad (1)$$

где $P_{ди\max}$, $P_{ди\min}$ - максимальное и минимальное значения диапазона измеряемого избыточного давления поверяемой точки учета, МПа;

$P_{дизад}$ - i -ое заданное значение избыточного давления, МПа;

$P_{диизм}$ - i -ое измеренное системой значение избыточного давления, МПа.

6.3.3.12 Суммарную основную относительную погрешность системы при измерениях избыточного давления в поверяемой точке учета $\delta_{P_{и}}$, %, рассчитать по формуле

$$\delta_{P_{и}} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{P_{ди\max}}^2 + \delta_{ди}^2}, \quad (2)$$

где $\delta_{P_{ди\max}}$ - максимальная основная относительная погрешность системы при измерениях избыточного давления из таблицы 4 (без учета погрешности датчика давления), %;

$\delta_{ди}$ - основная приведенная погрешность датчика избыточного давления, %.

6.3.3.13 Систему считать выдержавшей проверку, если результаты проверки удовлетворяют неравенству

$$|\delta_{P_{и}}| \leq 0,8 \cdot \delta_{P_{иосн}}, \quad (3)$$

где $\delta_{P_{и}}$ - значение суммарной основной относительной погрешности системы при измерениях избыточного давления по 6.3.3.12, %;

$\delta_{P_{иосн}}$ - основная приведенная погрешность системы по 1.1.2.2 В115.000.00 РЭ, %.

6.3.4 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности при измерениях разности (перепада) давлений природного газа в точке учета системы

6.3.4.1 На вход поверяемого канала выбранной точки учета системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо датчика разности давлений подключить калибратор В1-13.

6.3.4.2 Выполнить операции по 6.3.3.2 – 6.3.3.5.

6.3.4.3 На УГО поверяемой точки учета щелчком лкм в поле УГО датчика разности давлений (кружок синего цвета) выбрать поверяемый канал измерений разности давлений.

6.3.4.4 Установить калибратор В1-13 в режим генерации тока.

6.3.4.5 Подать от калибратора В1-13 в зависимости от диапазона измеряемых давлений поверяемого канала выбранной точки учета ток $I_{дзад}$, мА, соответствующий первому значению давления $P_{дзад}$, кПа, из таблицы 5.

Таблица 5 – Определение основной относительной погрешности системы при измерениях разности давлений в поверяемой точке учета

Параметр	Значение				
	4,000	8,000	12,000	16,000	20,000
$I_{дзад}$, мА					
$P_{дзад}$, кПа					
$P_{дизм}$, кПа					
$\delta_{P_{ди}}$, %					

где $I_{ддзадi}$ - i -ое заданное значение тока, мА;
 $P_{ддзадi}$ - i -ое заданное значение разности давлений, кПа;
 $P_{ддизмi}$ - i -ое измеренное системой значение разности давлений, кПа;
 $\delta_{Рддi}$ - i -ое значение основной относительной погрешности системы при измерениях разности давлений (без учета погрешности датчика разности давлений), %.

Примечание – Отсчет показаний при заданиях и измерениях значений тока и давления проводить до третьей значащей цифры после запятой.

6.3.4.6 Измеренное системой значение разности давлений $P_{ддизмi}$, кПа, записать в таблицу 5 в соответствующую графу.

6.3.4.7 Выполнить операции 6.3.4.5 – 6.3.4.6 для других значений $P_{ддзадi}$, МПа, из таблицы 5.

6.3.4.8 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях разности давлений в поверяемой точке учета (без учета погрешности датчика разности давлений) $\delta_{Рддi}$, %, по формуле (4) и записать в таблицу 5

$$\delta_{Рддi} = \frac{P_{ддизмi} - P_{ддзадi}}{P_{ддmax} - P_{ддmin}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $P_{ддmax}$, $P_{ддmin}$ - максимальное и минимальное значения диапазона измеряемой разности давлений, кПа;

$P_{ддзадi}$ - i -ое заданное значение разности давлений, кПа;

$P_{ддизмi}$ - i -ое измеренное системой значение разности давлений, кПа.

6.3.4.9 Суммарную основную относительную погрешность системы при измерениях разности давлений в поверяемой точке учета $\delta_{\Delta p}$, %, рассчитать по формуле

$$\delta_{\Delta p} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Рддmax}^2 + \delta_{дд}^2}, \quad (5)$$

где $\delta_{Рддmax}$ – максимальная основная относительная погрешность системы при измерениях разности давлений из таблицы 5 (без учета погрешности датчика разности давлений), %;

$\delta_{дд}$ - основная приведенная погрешность датчика разности давлений, %.

6.3.4.10 Систему считать выдержавшей испытания, если результаты испытаний удовлетворяют неравенству

$$|\delta_{\Delta p}| \leq 0,8 \cdot \delta_{\Delta p осн}, \quad (6)$$

где $\delta_{\Delta p}$ - значение суммарной основной относительной погрешности системы при измерениях разности давлений по 6.3.4.9, %;

$\delta_{\Delta p осн}$ - основная приведенная погрешность системы по 1.1.2.4 В115.000.00 РЭ, %.

6.3.5 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности при измерениях температуры природного газа в точке учета системы

6.3.5.1 На вход поверяемого канала выбранной точки учета системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо термопреобразователя сопротивления подключить калибратор В1-13.

6.3.5.2 Выполнить операции по 6.3.3.2 – 6.3.3.5.

6.3.5.3 На УГО поверяемой точки учета щелчком лкм в поле УГО термопреобразователя (кружок желтого цвета) выбрать поверяемый канал измерения температуры природного газа.

6.3.5.4 Установить калибратор В1-13 в режим генерации тока.

6.3.5.5 Подать от калибратора В1-13 в зависимости от диапазона измеряемых температур поверяемого канала выбранной точки учета ток $I_{Tзад}$, мА, соответствующий первому значению температуры $T_{зад}$, °С, из таблицы 6.

Таблица 6 – Определение основной относительной погрешности системы при измерениях температуры природного газа в поверяемой точке учета

Параметр	Значение				
	4,000	8,000	12,000	16,000	20,000
$I_{Tзадi}$, мА					
$T_{задi}$, °С					
$T_{изми}$, °С					
δ_{Ti} , %					

где $I_{Tзадi}$ - i -ое заданное значение тока, мА;
 $T_{задi}$ - i -ое заданное значение температуры природного газа, °С;
 $T_{изми}$ - i -ое измеренное системой значение температуры природного газа, °С;
 δ_{Ti} - i -ое значение основной относительной погрешности системы при измерениях температуры природного газа (без учета погрешности термопреобразователя сопротивления), %.

Примечание – Отсчет показаний при заданиях и измерениях значений тока и температуры проводить до третьей значащей цифры после запятой.

6.3.5.6 Измеренное системой значение температуры $T_{изми}$, °С, записать в таблицу 6 в соответствующую графу.

6.3.5.7 Выполнить операции 6.3.5.5 – 6.3.5.6 для других значений $T_{задi}$, °С, из таблицы 6.

6.3.5.8 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях температуры в поверяемой точке учета (без учета погрешности термопреобразователя сопротивления) δ_{Ti} , %, по формуле (7) и записать в таблицу 6

$$\delta_{Ti} = \frac{T_{изми} - T_{задi}}{T_{max} - T_{min}} \cdot 100, \quad (7)$$

где T_{max} , T_{min} - максимальное и минимальное значения диапазона измеряемой температуры природного газа, °С;

$T_{задi}$ - i -ое заданное значение температуры природного газа, °С;

$T_{изми}$ - i -ое измеренное системой значение температуры природного газа, °С.

6.3.5.9 Суммарную основную относительную погрешность системы при измерениях температуры природного газа в поверяемой точке учета δ_{Tc} , %, рассчитать по формуле

$$\delta_{Tc} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Tmax}^2 + \delta_T^2}, \quad (8)$$

где δ_{Tmax} - максимальная основная относительная погрешность системы при измерениях температуры из таблицы 6 (без учета погрешности термопреобразователя сопротивления), %;

δ_T - основная приведенная погрешность термопреобразователя сопротивления, %.

6.3.5.10 Систему считать выдержавшей проверку, если результаты проверки удовлетворяют неравенству

$$|\delta_{\Sigma}| \leq 0,8 \cdot \delta_{\text{Точн}}, \quad (9)$$

где δ_{Σ} - значение суммарной основной относительной погрешности системы при измерениях температуры природного газа по 6.3.5.9, %;

$\delta_{\text{Точн}}$ - основная приведенная погрешность системы по 1.1.2.6 В115.000.00 РЭ, %.

6.3.6 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности системы при измерении атмосферного (барометрического) давления

6.3.6.1 На вход поверяемого канала системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо датчика абсолютного давления подключить калибратор В1-13.

6.3.6.2 Включить систему, включить калибратор В1-13. Подготовить приборы к работе согласно РЭ на них.

6.3.6.3 Войти в систему через панель регистрации, при этом по умолчанию на экране монитора высветится ЭФ «Общая схема учета природного газа».

6.3.6.4 Установить на калибраторе В1-13 режим источника калиброванных токов.

6.3.6.5 Подать от калибратора В1-13 ток $I_{Б\text{зад}i}$, мА, соответствующий первому значению давления $P_{Б\text{зад}i}$, кПа, из таблицы 7.

Таблица 7 – Определение основной относительной погрешности системы при измерениях атмосферного давления

Параметр	Значение				
	$I_{Б\text{зад}i}$, мА	4,000	8,000	12,000	16,000
$P_{Б\text{зад}i}$, кПа	0,000	40,000	80,000	120,000	160,000
$P_{Б\text{изм}i}$, мм рт. ст.					
$\delta_{P_{Bi}}$, %					

где $I_{Б\text{зад}i}$ - i -ое заданное значение тока, мА;

$P_{Б\text{зад}i}$ - i -ое заданное значение атмосферного давления, кПа;

$P_{Б\text{изм}i}$ - i -ое измеренное системой значение атмосферного давления, мм рт. ст.;

$\delta_{P_{Bi}}$ - i -ое значение основной относительной погрешности системы при измерениях атмосферного давления (без учета погрешности датчика абсолютного давления), %.

Примечание – Отсчет показаний при заданиях и измерениях значений тока и давления проводить до третьей значащей цифры после запятой.

6.3.6.6 Измеренное системой значение атмосферного (барометрического) давления $P_{Б\text{изм}i}$, мм рт. ст., записать в таблицу 7 в соответствующую графу.

6.3.6.7 Выполнить операции 6.3.6.5 – 6.3.6.6 для других значений $P_{Б\text{зад}i}$, МПа, из таблицы 7.

6.3.6.8 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях атмосферного (барометрического) давления (без учета погрешности датчика абсолютного давления) $\delta_{P_{Bi}}$, %, по формуле (10) и записать в таблицу 7.

$$\delta_{P_{Bi}} = \frac{0,1333 \cdot P_{Б\text{изм}i} - P_{Б\text{зад}i}}{P_{Б\text{max}} - P_{Б\text{min}}} \cdot 100, \quad (10)$$

где $P_{Б\text{max}}$, $P_{Б\text{min}}$ - максимальное и минимальное значения диапазона измеряемого давления, кПа;

$P_{Б\text{зад}i}$ - i -ое заданное значение атмосферного давления, кПа;

$P_{Б\text{изм}i}$ - i -ое измеренное системой значение атмосферного давления, мм рт. ст..

6.3.6.9 Суммарную основную относительную погрешность системы при измерениях атмосферного (барометрического) давления δ_{PB} , %, рассчитать по формуле

$$\delta_{PB} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{PB_{\max}}^2 + \delta_{ДА}^2}, \quad (11)$$

где $\delta_{PB_{\max}}$ – максимальная основная относительная погрешность системы при измерениях атмосферного давления из таблицы 7 (без учета погрешности датчика абсолютного давления), %;

$\delta_{ДА}$ – основная приведенная погрешность датчика абсолютного давления, %.

6.3.6.10 Систему считать выдержавшей испытания, если результаты испытаний удовлетворяют неравенству

$$|\delta_{PB}| \leq 0,8 \cdot \delta_{PB_{\text{осн}}}, \quad (12)$$

где δ_{PB} – значение суммарной основной относительной погрешности системы при измерениях атмосферного (барометрического) давления по 6.3.6.9, %;

$\delta_{PB_{\text{осн}}}$ – основная приведенная погрешность системы по 1.1.2.8 В115.000.00 РЭ, %.

6.3.7 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности при измерениях объемного расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, в точке учета системы

6.3.7.1 На вход измерительных каналов поверяемой точки учета системы, руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4, вместо датчиков избыточного давления, разности давлений и термопреобразователя сопротивления подключить три калибратора В1-13.

6.3.7.2 Включить систему, включить калибраторы. Подготовить приборы к работе согласно РЭ на них.

6.3.7.3 Войти в систему через панель регистрации, при этом по умолчанию на экране монитора высветится ЭФ «Общая схема учета природного газа системы "Поток"».

6.3.7.4 С ЭФ «Общий инженерный экран» вызвать окно обобщенного метрологического интерфейса с помощью кнопки  с всплывающей подсказкой "переход на комплексный метрологический экран".

6.3.7.5 Вызвать щелчком лкм выпадающее меню "параметры" для перехода к экраным формам «Параметры арматуры», «Состав газа» и «Пределы датчиков».

6.3.7.6 Перейти с помощью соответствующей кнопки к ЭФ «Параметры арматуры», предназначенной для ввода и изменения параметров УСБ.

6.3.7.7 В строке поверяемой точки учета природного газа ввести диаметр и материал ИТ, диаметр и материал диафрагмы согласно паспортным данным на УСБ для данной точки учета системы.

Примечание – Значения диаметров ИТ и диафрагмы должны быть введены в миллиметрах с двумя значащими цифрами после запятой.

6.3.7.8 Ввести угловой тип отбора, притупление 0,05 мм и шероховатость 0,1 мм (для нового УСБ из стали, в других случаях необходимо использовать данные таблицы Б.1 ГОСТ 8.563.1).

6.3.7.9 Закрыть ЭФ «Параметры арматуры», перейти к ЭФ «Состав газа», предназначенной для ввода компонентного состава природного газа в объемных долях и плотности природного газа при стандартных условиях ρ_c , кг/м³, (только для систем с УС GERG-91).

Примечание – Проверку производить по конкретному компонентному составу природного газа с конкретной плотностью при конкретных значениях давления и температуры. Для систем, в которых применяется метод расчета коэффициента сжимаемости природного газа:

- УС GERG-91 - использовать данные приложения Г.2 ГОСТ 30319.2 с рассчитанным значением коэффициента сжимаемости;

- УС ВНИЦ СМВ - использовать данные приложения Г.4 ГОСТ 30319.2 и приложения Б ГОСТ 30319.3 с рассчитанными значениями коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты и динамической вязкости.

6.3.7.10 Ввести с клавиатуры в ЭФ «Состав газа» компонентный состав природного газа в объемных долях до шестой значащей цифры после запятой и в ЭФ «Плотность газа» плотность газа при стандартных условиях ρ_c , кг/м³, до четвертой значащей цифры после запятой (только для систем с УС GERG-91) по данным таблицы 8.

Примечание - В ЭФ «Плотность газа» войти через ЭФ «Состав газа».

Таблица 8 – Задаваемые данные по компонентному составу природного газа

Система «Поток» с УС GERG-91		Система «Поток» с УС ВНИЦ СМВ	
Состав природного газа, об. доля	Значение	Состав природного газа, об. доля	Значение
азот	0,008858	метан	0,892700
диоксид углерода	0,000668	этан	0,022600
		пропан	0,010600
		<i>i</i> -бутан	0,000100
		азот	0,000400
		диоксид углерода	0,043000
		сероводород	0,030500
		пропилен	0,000100
Плотность ρ_c , кг/м ³ (при 0,101325 МПа и 293,15 К)	0,6799		

6.3.7.11 Закрыть ЭФ «Состав газа», перейти к ЭФ «Пределы датчиков», предназначенной для ввода и изменения верхних и нижних пределов измерения по каждому датчику системы.

6.3.7.12 Выбрать поверяемую точку учета, ввести верхние и нижние пределы измерений датчиков избыточного давления, разности давлений и температуры по данным таблицы 9.

Таблица 9 – Задаваемые пределы измерений датчиков

Наименование датчика	Единица измерения	Пределы измерений
Датчик избыточного давления	МПа	от 0 до 10 (по ГОСТ 30319.2 (Г.2))
Термопреобразователь	°С	от -30 до +70 (по ГОСТ 30319.2 (Г.2))
Датчик разности давлений	кПа	согласно паспортным данным на датчик разности давлений для данной точки учета системы.

6.3.7.13 Закрыть ЭФ «Пределы датчиков», перейти к ЭФ «Технологические параметры учета природного газа» с помощью клавиши F3 клавиатуры либо через интерактивную кнопку  на ЭФ «Общий инженерный экран»

6.3.7.14 Установить все калибраторы В1-13 в режим генерации тока.

6.3.7.15 Подать от двух калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления и температуры токи $I_{Дизад}$, $I_{Тзад}$, МА, соответствующие первым значениям избыточного давления $P_{Дизад}$, МПа, и температуры $T_{зад}$, °С, согласно данным ГОСТ 30319.2 (Г.2) для системы с УС GERG-91 из таблицы 10 или ГОСТ 30319.2 (Г.4), ГОСТ 30319.3 (Б) для системы с УС ВНИЦ СМВ из таблицы 11.

6.3.7.16 Подать от третьего калибратора В1-13 на канал измерений разности давлений ток $I_{ддзад}$, мА, соответствующий первому значению разности давлений $P_{ддзад}$, МПа, зависящему в свою очередь от диапазона измерений разности давлений поверяемой точки учета из таблицы 10 для системы с УС GERG-91 или из таблицы 11 для системы УС ВНИЦ СМВ.

6.3.7.17 Измеренное системой значение объемного расхода природного газа $q_{с\ изм}$, м³/ч, поверяемой точки учета, приведенного к стандартным условиям, записать в таблицу 10 для системы с УС GERG-91 или в таблицу 11 для системы УС ВНИЦ СМВ в соответствующую графу.

Таблица 10 – Определение основной относительной погрешности системы «Поток» с УС GERG-91 при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета

Параметр	Единица измерения	Значение			
$P_{ддзад}$	МПа	0,000	2,001	3,997	7,503
$I_{ддзад}$	мА	4,000	7,0216	10,3952	16,0048
$T_{зад}$	К	250,00	270,00	290,00	330,00
$t_{зад}$	°С	-23,15	-3,15	16,85	56,85
$I_{тзад}$	мА	5,096	8,296	11,496	17,896
$P_{ддзад}$	кПа				
$I_{ддзад}$	мА	4,000	8,000	12,000	20,000
p	МПа	0,101325	2,102325	4,098325	7,604325
K	-	-	0,9521	0,9262	0,9244
γ	°С ⁻¹				
D	мм				
d	мм				
β	-				
E	-				
κ	-				
ε	-				
K_n	-				
C_{\sim}	-				
p_n	-				
T_n	-				
c_{μ}	-				
μ_T	мкПа·с				
μ	мкПа·с				
$K_{ш}$	-				
$q_{с\sim}$	м ³ /ч				
Re_{\sim}	-				
K_{Re}	-				
Re	-				
$K_{ш}$	-				
c_q	-				
$q_{с\ зад}$	м ³ /ч				
$q_{с\ изм}$	м ³ /ч				
δ_{qci}	%				

Таблица 11 – Определение основной относительной погрешности системы «Поток» с УС ВНИЦ СМВ при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета

Параметр	Единица измерения	Значение			
$P_{дизаді}$	МПа	0,000	1,081	4,869	9,950
$I_{дизаді}$	мА	4,000	5,730	11,790	19,920
$T_{заді}$	К	323,15	323,15	323,15	323,15
$t_{заді}$	°С	50	50	50	50
$I_{Тзаді}$	мА	16,800	16,800	16,800	16,800
$P_{длзаді}$	кПа				
$I_{длзаді}$	мА	4,000	8,000	12,000	20,000
p_i	МПа	0,101325	1,182325	4,970325	10,051325
K	-	-	0,9853	0,9302	0,8709
κ	-	-	1,29	-	1,44
μ	мкПа·с	-	12,36	-	14,75
γ	°С ⁻¹				
D	мм				
d	мм				
β	-				
E	-				
ε	-				
K_n	-				
C_{\sim}	-				
$K_{ш}$	-				
$q_{c\sim}$	м ³ /ч				
Re_{\sim}	-				
K_{Re}	-				
Re	-				
$K_{ш}$	-				
c_q	-				
$q_{c\text{ заді}}$	м ³ /ч				
$q_{c\text{ измі}}$	м ³ /ч				
δ_{qci}	%				

где $P_{дизаді}$ - i -ое заданное значение избыточного давления, МПа;
 $I_{дизаді}$ - i -ое заданное значение тока по каналу избыточного давления, мА;
 $T_{заді}$, $t_{заді}$ - i -ое заданное значение температуры природного газа, К и °С;
 $I_{Тзаді}$ - i -ое заданное значение тока по каналу температуры, мА;
 $P_{длзаді}$ - i -ое заданное значение разности давлений, кПа;
 $I_{длзаді}$ - i -ое заданное значение тока по каналу разности давлений, мА;
 $q_{c\text{ заді}}$ - i -ое заданное системой значение объемного расхода природного газа;
 $q_{c\text{ измі}}$ - i -ое измеренное системой значение объемного расхода природного газа;
 p_i , K , κ , μ , γ , D , d , β , E , K_n , C_{\sim} , p_n , T_n , c_{μ} , μ_T , $K_{ш}$, $q_{c\sim}$, Re_{\sim} , K_{Re} , Re , c_q - i -ые расчетные параметры, наименования которых приведены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Расчетные данные для определения заданного объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета системы «Поток» с УС GERG-91

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерений	Источник расчета	Формула расчета	Результат расчета
1. Абсолютная температура	T	К	ГОСТ 8.563.2, (6.3)	$T_i = 273,15 + t_i$	в табл. 10
2. Абсолютное давление	p	МПа	ГОСТ 8.563.2, (6.2)	$p_i = P_{ди_i} + P_B$	в табл. 10
3. Молярная доля азота	x_a	-	ГОСТ 30319.1, (12)	$x_i = \frac{r_i/z_{ci}}{\sum_i (r_i/z_{ci})}$	0,008844
4. Молярная доля диоксида углерода	x_y	-	ГОСТ 30319.1, (12)	$x_i = \frac{r_i/z_{ci}}{\sum_i (r_i/z_{ci})}$	0,000670
5. Коэффициент линейного расширения материалов ИТ и диафрагмы	γ	°С ⁻¹	ГОСТ 8.563.1, (В.5)	$\gamma = 10^{-6}(a_e + 10^{-3}tb_e - 10^{-6}t^2c_e)$	в табл. 10
6. Внутренний диаметр ИТ	D	мм	ГОСТ 8.563.1, (В.2)	$D = D_{20}(1 + \gamma(t - 20))$	в табл. 10
7. Внутренний диаметр отверстия диафрагмы	d	мм	ГОСТ 8.563.1, (В.4)	$d = d_{20}(1 + \gamma(t - 20))$	в табл. 10
8. Относительный диаметр СУ	β	-	ГОСТ 8.563.1, (3.1)	$\beta = d/D$	в табл. 10
9. Коэффициент скорости входа	E	-	ГОСТ 8.563.1, (5.1)	$E = 1/\sqrt{1 - \beta^4}$	в табл. 10
10. Коэффициент сжимаемости	K	-	ГОСТ 30319.2, Г.2	расчетные значения из стандарта	в табл. 10
11. Показатель адиабаты	κ	-	ГОСТ 30319.1, (28)	$\kappa = 1,556(1 + 0,074x_a) - 3,9 \cdot 10^{-4}T \times (1 - 0,68x_a) - 0,208\rho_c + (p/T)^{1,43} \times [384(1 - x_a)(p/T)^{0,8} + 26,4x_a]$	в табл. 10
12. Коэффициент расширения	ε	-	ГОСТ 8.563.1, (8.10)	$\varepsilon = 1 - (0,41 + 0,35\beta^4) \Delta p / (\kappa p)$	в табл. 10
13. Поправочный коэффициент на притупление входной кромки диафрагмы	K_n	-	ГОСТ 8.563.1, (В.37)	$K_n = 1,0547 - 0,0575e^{-149r_k/d}$, где $r_k = 0,0717$ мм (для $r_n = 0,05$ мм)	в табл. 10
14. Коэффициент истечения	C_{\sim}	-	ГОСТ 8.563.1, (8.8)	$C_{\sim} = 0,5959 + 0,0312\beta^{2,1} - 0,1840\beta^8$	в табл. 10
15. Псевдокритическое давление	$p_{нк}$	МПа	ГОСТ 30319.1, (48)	$p_{нк} = 2,9585(1,608 + x_y - 0,392x_a - 0,05994\rho_c)$	4,6284
16. Псевдокритическая температура	$T_{нк}$	К	ГОСТ 30319.1, (49)	$p_{нк} = 2,9585(1,608 + x_y - 0,392x_a - 0,05994\rho_c)$	191,67
17. Приведенное давление	p_n	-	ГОСТ 30319.1, (46)	$p_n = p/p_{нк}$	в табл. 10
18. Приведенная температура	T_n	-	ГОСТ 30319.1, (47)	$T_n = T/T_{нк}$	в табл. 10

Продолжение таблицы 12 – Расчетные данные для определения заданного объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета системы «Поток» с УС GERG-91

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерений	Источник расчета	Формула расчета	Результат расчета
19. Поправочный множитель вязкости	c_μ	-	ГОСТ 30319.1, (45)	$c_\mu = 1 + \frac{p_n^2}{30(T_n - 1)}$	в табл. 10
20. Вязкость при давлениях до 0,5 МПа	μ_T	мкПа·с	ГОСТ 30319.1, (44)	$\mu_T = 3,24 \cdot \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09 \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_a + x_y)}$	в табл. 10
21. Вязкость при давлениях свыше 0,5 МПа	μ	мкПа·с	ГОСТ 30319.1, (45)	$\mu = \mu_T c_\mu$	в табл. 10
22. Приближенное значение коэффициента шероховатости при $A_{Re}=0,5$	K_u	-	ГОСТ 8.563.1, (B.27)	$K_u = 1 + 0,5 \beta^4 r_0$, где $r_0 = 0,07 \cdot \lg\left(\frac{R_u \cdot 10^4}{D}\right) - 0,04$	в табл. 10
23. Масштабный коэффициент	K_{e2}	-	ГОСТ 8.563.2, (A.5)	-	6,8013
24. Расход при $C = C_{\sim}$ ($K_{Re} = 1$)	$q_{c\sim}$	м ³ /ч	ГОСТ 8.563.2, (5.8)	$q_{c\sim} = c_{q_{c\sim}} \sqrt{p \Delta p / T}$, где $c_{q_{c\sim}} = K_{e2} C_{\sim} E K_u K_n d^2 \varepsilon / \sqrt{\rho_c K}$	в табл. 10
25. Число Рейнольдса при $C = C_{\sim}$	Re_{\sim}	-	ГОСТ 8.563.2, (5.12)	$Re_{\sim} = K_{e3} \cdot \frac{q_{c\sim} \rho_c}{\mu \cdot D}$	в табл. 10
26. Поправочный коэффициент на число Рейнольдса	K_{Re}	-	ГОСТ 8.563.1, (8.9)	$K_{Re} = 1 + \frac{1,426}{1 + \frac{C_{\sim} (Re_{\sim})^{0,75}}{64,28 \beta^{2,5}}}$	в табл. 10
27. Число Рейнольдса	Re	-	ГОСТ 8.563.1, (5.12)	$Re = Re_{\sim} \cdot K_{Re}$	в табл. 10
28. Действительное значение коэффициента шероховатости	K_u	-	ГОСТ 8.563.1, B.3.2	$K_u = 1 + \beta^4 r_0 A_{Re}$, где $r_0 = 0,07 \cdot \lg\left(\frac{R_u \cdot 10^4}{D}\right) - 0,04$, $A_{Re} = 1 - \frac{(\lg Re - 6)^2}{4}$ при $Re < 10^6$ или $A_{Re} = 1$ при $Re \geq 10^6$	в табл. 10
29. Поправочный коэффициент	c_q	-	ГОСТ 8.563.2, A.1, (12)	$c_q = K_{e2} C_{\sim} E K_u K_n d^2 K_{Re} \varepsilon / \sqrt{\rho_c K}$	в табл. 10
30. Расход природного газа	q_c	м ³ /ч	ГОСТ 8.563.2, A.1, (12)	$q_c = c_q \sqrt{p \Delta p / T}$	в табл. 10
31. Количество природного газа за сутки	V_c	м ³	ГОСТ 8.563.2, (5.23)	$V_c = \tau_0 \cdot \overline{q_c}$	

Таблица 13 – Расчетные данные для определения заданного объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета системы «Поток» с УС ВНИЦ СМВ

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерений	Источник расчета	Формула расчета	Результат расчета
1. Абсолютная температура	T	К	ГОСТ 8.563.2, (6.3)	$T_i = 273,15 + t_i$	в табл. 11
2. Абсолютное давление	p	МПа	ГОСТ 8.563.2, (6.2)	$p_i = P_{дИ_i} + P_B$	в табл. 11
3. Коэффициент линейного расширения материалов ИТ и диафрагмы	γ	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	ГОСТ 8.563.1, (В.5)	$\gamma = 10^{-6} (a_e + 10^{-3} t b_e - 10^{-6} t^2 c_e)$	в табл. 11
4. Внутренний диаметр ИТ	D	мм	ГОСТ 8.563.1, (В.2)	$D = D_{20} (1 + \gamma(t - 20))$	в табл. 11
5. Внутренний диаметр отверстия диафрагмы	d	мм	ГОСТ 8.563.1, (В.4)	$d = d_{20} (1 + \gamma(t - 20))$	в табл. 11
6. Относительный диаметр СУ	β	-	ГОСТ 8.563.1, (3.1)	$\beta = d/D$	в табл. 11
7. Коэффициент скорости входа	E	-	ГОСТ 8.563.1, (5.1)	$E = 1/\sqrt{1 - \beta^4}$	в табл. 11
8. Плотность при стандартных условиях	ρ_c	кг/м ³	ГОСТ 30319.2, Г.4	расчетное значение из стандарта	0,7675
9. Коэффициент сжимаемости	K	-	ГОСТ 30319.2, Г.4	расчетные значения из стандарта	в табл. 11
10. Показатель адиабаты	κ	-	ГОСТ 30319.3, Б	расчетные значения из стандарта	в табл. 11
11. Динамическая вязкость	μ	мкПа·с	ГОСТ 30319.3, Б	расчетные значения из стандарта	в табл. 11
12. Коэффициент расширения	ε	-	ГОСТ 8.563.1, (8.10)	$\varepsilon = 1 - (0,41 + 0,35\beta^4) \Delta p / (\kappa p)$	в табл. 11
13. Поправочный коэффициент на притупление входной кромки диафрагмы	K_n	-	ГОСТ 8.563.1, (В.37)	$K_n = 1,0547 - 0,0575e^{-149\bar{r}_k/d}$, где $r_k = 0,0717$ мм (для $r_n = 0,05$ мм)	в табл. 11
14. Коэффициент истечения	C_{\sim}	-	ГОСТ 8.563.1, (8.8)	$C_{\sim} = 0,5959 + 0,0312\beta^{2,1} - 0,1840\beta^8$	в табл. 11
15. Приближенное значение коэффициента шероховатости при $Re_c = 0,5$	$K_{ш}$	-	ГОСТ 8.563.1, (В.27)	$K_{ш} = 1 + 0,5\beta^4 r_0$, где $r_0 = 0,07 \cdot \lg\left(\frac{R_{ш}}{D} \cdot 10^4\right) - 0,04$	в табл. 11
16. Масштабный коэффициент	K_{e2}	-	ГОСТ 8.563.2, (А.5)	-	6,8013
17. Расход при $C = C_{\sim}$ ($Re_c = 1$)	$q_{c\sim}$	м ³ /ч	ГОСТ 8.563.2, (5.8)	$q_{c\sim} = c_{q_{c\sim}} \sqrt{p \Delta p / T}$, где $c_{q_{c\sim}} = K_{e2} C_{\sim} E K_{ш} K_n d^2 \varepsilon / \sqrt{\rho_c K}$	в табл. 11
18. Число Рейнольдса при $C = C_{\sim}$	Re_{\sim}	-	ГОСТ 8.563.2, (5.12)	$Re_{\sim} = K_{e3} \cdot \frac{q_{c\sim} \rho_c}{\mu \cdot D}$	в табл. 11

Продолжение таблицы 13 – Расчетные данные для определения заданного объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета системы «Поток» с УС ВНИЦ СМВ

Наименование параметра	Условное обозначение	Единица измерений	Источник расчета	Формула расчета	Результат расчета
19. Поправочный коэффициент на число Рейнольдса	K_{Re}	-	ГОСТ 8.563.1, (8.9)	$K_{Re} = 1 + \frac{1,426}{1 + \frac{C_{-}(Re_{-})^{0,75}}{64,28\beta^{2,5}}}$	в табл. 11
20. Число Рейнольдса	Re	-	ГОСТ 8.563.1, (5.12)	$Re = Re_{-} \cdot K_{Re}$	в табл. 11
21. Действительное значение коэффициента шероховатости	K_u	-	ГОСТ 8.563.1, В.3.2	$K_u = 1 + \beta^4 r_0 A_{Re},$ где $r_0 = 0,07 \cdot \lg\left(\frac{R_u}{D} \cdot 10^4\right) - 0,04,$ $A_{Re} = 1 - \frac{(\lg Re - 6)^2}{4} \text{ при } Re < 10^6$ или $A_{Re} = 1 \text{ при } Re \geq 10^6$	в табл. 11
22. Поправочный коэффициент	c_q	-	ГОСТ 8.563.2, А.1, (12)	$c_q = K_{e2} C_{-} E K_u K_n d^2 K_{Re} \varepsilon / \sqrt{\rho_c K}$	в табл. 11
23. Расход природного газа	q_c	м ³ /ч	ГОСТ 8.563.2, А.1, (12)	$q_c = c_q \sqrt{p \Delta p / T}$	в табл. 11
24. Количество природного газа за сутки	V_c	м ³	ГОСТ 8.563.2, (5.23)	$V_c = \tau_0 \cdot \overline{q_c}$	

6.3.7.18 Значение заданного объемного расхода природного газа $q_{c \text{ зад}i}$, м³/ч, поверяемой точки учета, приведенное к стандартным условиям, рассчитать согласно ГОСТ 8.563.2, А.1, (12) по формуле

$$q_c = c_q \sqrt{p \Delta p / T}, \quad (13)$$

где

$$c_q = K_{e2} C_{-} E K_u K_n d^2 K_{Re} \varepsilon / \sqrt{\rho_c K}. \quad (14)$$

6.3.7.19 Наименование и условное обозначение расчетных параметров, источники (ГОСТы) расчетов, расчетные формулы и последовательность расчетов приведены в таблице 12 для системы с УС GERG-91 и в таблице 13 для системы УС ВНИЦ СМВ.

6.3.7.20 Результаты расчетов записать в таблицу 12 и 10 для системы с УС GERG-91 или 13 и 11 для системы с УС ВНИЦ СМВ.

6.3.7.21 Выполнить операции 6.3.7.15 – 6.3.7.20 для других значений избыточного давления $P_{\text{дизад}}$, МПа, разности давлений $P_{\text{дизад}}$, МПа, и температуры $T_{\text{зад}}$, °С, из таблицы 10 для системы с УС GERG-91 или из таблицы 11 для системы с УС ВНИЦ СМВ.

6.3.7.22 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета (без учета погрешностей аналоговых датчиков, погрешностей УСБ, погрешности определения коэффициента сжимаемости и погрешностей определения поправочных коэффициентов) δ_{qci} , %, по формуле (15) и записать полученные значения в таблицу 10 для системы с УС GERG-91 или в таблицу 11 для системы с УС ВНИЦ СМВ

$$\delta_{qci} = \frac{q_{c \text{ изм}i} - q_{c \text{ зад}i}}{q_{c \text{ зад}i}} \cdot 100, \quad (15)$$

где $q_{c \text{ зад}i}$ - i -ое заданное значение объемного расхода природного газа;

$q_{c \text{ изм}i}$ - i -ое измеренное системой значение расхода природного газа.

6.3.7.23 Пределы основной относительной погрешности системы при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета $\delta_{qc\Sigma}$, %, приведенного к стандартным условиям, рассчитать согласно ГОСТ 8.563.2 (9.16) по формуле

$$\delta_{qc\Sigma} = \pm \sqrt{\bar{\delta}_{q_c}^2 + \tilde{\delta}_{q_c}^2}, \quad (16)$$

где $\bar{\delta}_{q_c}$ - неисключенная систематическая составляющая погрешности измерений объемного расхода природного газа;

$\tilde{\delta}_{q_c}$ - случайная составляющая погрешности измерений объемного расхода газа.

6.3.7.24 Неисключенная систематическая составляющая $\bar{\delta}_{q_c}$, %, и случайная составляющая $\tilde{\delta}_{q_c}$, %, погрешности измерений объемного расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, в случае зависимости ρ и ρ_c согласно ГОСТ 8.563.2 (9.25, 9.26) в общем случае должна рассчитываться по формулам

$$\bar{\delta}_{q_c} = \sqrt{\bar{\delta}_c^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_D^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_d^2 + \bar{\delta}_\varepsilon^2 + 0,25(\bar{\delta}_\rho^2 + \bar{\delta}_{\Delta p}^2 + \bar{\delta}_{\rho_c}^2)}, \quad (17)$$

$$\tilde{\delta}_{q_c} = \sqrt{\tilde{\delta}_c^2 + 0,25(\tilde{\delta}_\rho^2 + \tilde{\delta}_{\Delta p}^2 + \tilde{\delta}_{\rho_c}^2)}. \quad (18)$$

6.3.7.25 После подстановки формул (17) и (18) в формулу (16) пределы основной относительной погрешности системы при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета $\delta_{qc\Sigma}$, %, приведенного к стандартным условиям, рассчитать по формуле

$$\delta_{qc\Sigma} = \pm \sqrt{\bar{\delta}_c^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_D^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_d^2 + \bar{\delta}_\varepsilon^2 + 0,25(\bar{\delta}_\rho^2 + \bar{\delta}_{\Delta p}^2 + \bar{\delta}_{\rho_c}^2)}, \quad (19)$$

где $\bar{\delta}_c$ - неисключенная методическая систематическая составляющая погрешности определения коэффициента истечения C , %;

$\bar{\delta}_D$ - неисключенная систематическая составляющая погрешности измерений внутреннего диаметра ИТ, %;

$\bar{\delta}_d$ - неисключенная систематическая составляющая погрешности измерений внутреннего диаметра диафрагмы, %;

$\bar{\delta}_\varepsilon$ - погрешность определения коэффициента расширения ε , %;

$\bar{\delta}_\rho$ - погрешность определения плотности природного газа ρ , %;

$\bar{\delta}_{\Delta p}$ - погрешность измерений перепада давления Δp , %;

$\bar{\delta}_{\rho_c}$ - погрешность определения плотности природного газа при стандартных условиях ρ_c , %.

6.3.7.26 Неисключенную методическую систематическую составляющую погрешности определения коэффициента истечения $\bar{\delta}_c$, %, рассчитать по формуле

$$\bar{\delta}_c = \sqrt{(\bar{\delta}_{C_0} + \bar{\delta}_L + \bar{\delta}_E + \bar{\delta}_h + \bar{\delta}_{e_x})^2 + \bar{\delta}_m^2 + \bar{\delta}_k^2}, \quad (20)$$

где $\bar{\delta}_{C_0}$ - основная неисключенная систематическая составляющая погрешности коэффициента истечения C , %. Согласно таблице 6 ГОСТ 8.563.2 значение $\bar{\delta}_{C_0}$ для диафрагмы при условии $\beta \leq 0,6$ должно быть 0,6 %;

$\bar{\delta}_L$ - дополнительная неисключенная систематическая составляющая погрешности коэффициента истечения C , обусловленная сокращением длин прямых участков ИТ при применении СУ, %. Согласно таблице 4 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_L$ должно быть от 0,0 до 1,0 %;

$\bar{\delta}_E$ - дополнительная неисключенная систематическая составляющая погрешности коэффициента истечения C , обусловленная деформацией (недостаточной толщиной E_d) диафрагмы, %. Согласно 8.1.4 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_E$ должно быть от 0,0 % (при соблюдении требований ГОСТ 8.563.1 (8.1)) до 0,25 %;

$\bar{\delta}_h$ - дополнительная неисключенная систематическая составляющая погрешности коэффициента истечения C , обусловленная высотой уступа в месте стыка двух секций ИТ, %. Согласно 7.5.1 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_h$ должно быть от 0,0 % (при соблюдении требований 7.5.1.1 ГОСТ 8.563.1) до $\pm 0,2$ % (при соблюдении требований 7.5.1.4 ГОСТ 8.563.1);

$\bar{\delta}_{e_x}$ - дополнительная неисключенная систематическая составляющая погрешности коэффициента истечения C , обусловленная несоосностью оси отверстия диафрагмы e_x СУ относительно оси ИТ, %. Согласно 7.5.2 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_{e_x}$ должно быть от 0,0 % (при соблюдении требований ГОСТ 8.563.1 (7.6)) до $\pm 0,3$ % (при соблюдении требований ГОСТ 8.563.1 (7.7));

$\bar{\delta}_m$ - неисключенная систематическая составляющая погрешности определения поправочного коэффициента на шероховатость, %. Согласно В.3 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_m$ должно быть от 0,0 % (при выполнении условия ГОСТ 8.563.1 (8.6), т.е. при $K_m = 1$) до 0,32 % (при $A_{Re} = 1$ и $D = 50$ мм). Коэффициент $\bar{\delta}_m$ рассчитать по формуле $\bar{\delta}_m = (K_m - 1) \cdot 100$;

$\bar{\delta}_k$ - неисключенная систематическая составляющая погрешности определения поправочного коэффициента на притупление входной кромки, %. Согласно В.4 ГОСТ 8.563.1 значение $\bar{\delta}_k$ должно быть от 0,0 % (при $d \geq 125$ мм, т.е. при $K_n = 1$) до 1,7 % (при $d = 25$ мм, т.е. при $K_n = 1,017$). Коэффициент $\bar{\delta}_k$ рассчитать по формуле $\bar{\delta}_k = (K_n - 1) \cdot 100$.

6.3.7.27 В результате расчетов по формуле (20) значение $\bar{\delta}_C$ должно быть от 0,6 до 2,9 %.

6.3.7.28 Значение неисключенной систематической составляющей погрешности $\bar{\delta}_D$ измерений внутреннего диаметра ИТ согласно 9.5.2 ГОСТ 8.563.2 должно быть 0,4 %.

6.3.7.29 Значение неисключенной систематической составляющей погрешности $\bar{\delta}_d$ измерений внутреннего диаметра диафрагмы СУ согласно 9.5.2 ГОСТ 8.563.2 должно быть 0,07 %.

6.3.7.30 Случайной составляющей погрешности определения коэффициента расширения $\tilde{\delta}_\varepsilon$ согласно 9.5.3 ГОСТ 8.563.2 можно пренебречь. Тогда, погрешность определения коэффициента расширения δ_ε , %, рассчитать по формуле

$$\delta_\varepsilon = \sqrt{\bar{\delta}_{\varepsilon_0}^2 + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon}\right)^2 \delta_k^2}, \quad (21)$$

где $\bar{\delta}_{\varepsilon_0}$ - методическая систематическая составляющая погрешности определения коэффициента расширения ε , %. По таблице 7 ГОСТ 8.563.2 значение $\bar{\delta}_{\varepsilon_0}$ должно быть от 0,05 до 0,6 %;

δ_κ - погрешность определения адиабаты κ , %. Согласно 4.6 ГОСТ 30319.1 для систем с УС GERG-91 значение δ_κ должно быть не более 2,0 %. Согласно таблице 1 ГОСТ 30319.3 для систем с УС ВНИЦ СМВ значение δ_κ должно быть от 0,6 до 1,1 %.

6.3.7.31 В результате расчетов по формуле (21) значение δ_ρ должно быть от 0,1 до 0,9 %.

6.3.7.32 Погрешность определения плотности природного газа δ_ρ , %, при измерении объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, согласно 9.5.5 ГОСТ 8.563.2 рассчитать по формуле

$$\delta_\rho = \sqrt{\bar{\delta}_{\rho_0}^2 + \delta_T^2 + \delta_p^2 + \sum_i \delta_{x_i}^2}, \quad (22)$$

где $\bar{\delta}_{\rho_0}$ - методическая систематическая составляющая погрешности расчета плотности ρ , %. При расчете плотности через коэффициент сжимаемости значение $\bar{\delta}_{\rho_0}$ заменяется на методическую систематическую составляющую погрешности определения коэффициента сжимаемости $\bar{\delta}_\kappa$, %. Согласно таблицы 1 ГОСТ 30319.2 значение $\bar{\delta}_\kappa$ ($\bar{\delta}_{\rho_0}$) должно быть 0,11 % для системы с УС GERG-91 и от 0,14 до 0,36 % для системы с УС ВНИЦ СМВ;

δ_{x_i} - погрешность определения компонентного состава природного газа, %. При расчете плотности через коэффициент сжимаемости значение δ_{x_i} из формулы (22) исключается, так как эта погрешность учитывается при расчете $\bar{\delta}_\kappa$ и δ_{ρ_0} ;

δ_T - погрешность измерений температуры T природного газа, %;

δ_p - погрешность измерений абсолютного давления p природного газа в ИТ, %.

6.3.7.33 Погрешность измерений абсолютного давления δ_p в ИТ согласно 9.5.7 ГОСТ 8.563.2 рассчитать по формуле

$$\delta_p = \sqrt{\left(\frac{p_H}{p}\right)^2 \sum_{i=1}^n (\delta_{p_{Hi}})^2 + \left(\frac{p_B}{p}\right)^2 \delta_{p_B}^2}, \quad (23)$$

где p_H - избыточное давление природного газа в ИТ, МПа;

p - абсолютное давление природного газа в ИТ, МПа;

p_B - атмосферное (барометрическое) давление, МПа;

δ_{p_B} - погрешность измерений барометрического давления, %. Согласно 6.3.6.9 погрешность δ_{p_B} складывается из основной относительной погрешности системы $\delta_{p_{ДА}}$ из таблицы 7 (без учета погрешности датчика абсолютного давления) и основной приведенной погрешности $\delta_{ДА}$ датчика абсолютного давления.

$\delta_{p_{Hi}}$ - погрешность измерений избыточного давления измерительным каналом поверяемой точки учета, %. Согласно 6.3.3.12 погрешность $\delta_{p_{Hi}}$ складывается из основной относительной погрешности системы $\delta_{p_{ДИ}}$ из таблицы 4 (без учета погрешности датчика избыточного давления) и основной приведенной погрешности $\delta_{ДИ}$ датчика избыточного давления.

6.3.7.34 Погрешность измерений температуры природного газа, δ_{T_c} , %, согласно 6.3.5.9 складывается из основной относительной погрешности системы δ_{T_i} из таблицы 6 (без учета по-

грешности термопреобразователя) и основной приведенной погрешности δ_T термопреобразователя сопротивления.

6.3.7.35 Погрешность измерений перепада давлений в СУ, $\delta_{\Delta p}$, %, согласно 6.3.4.9 складывается из основной относительной погрешности системы $\delta_{p_{дд}}$ из таблицы 5 (без учета погрешности датчика разности давлений) и основной приведенной погрешности $\delta_{дд}$ датчика разности давлений.

6.3.7.36 Погрешность измерений плотности газа при стандартных условиях δ_{ρ_c} определить по паспортным данным (или данным поверки) плотномера для системы с УС GERG-91, по таблице 1 ГОСТ 30319.3 для системы с УС ВНИЦ СМВ. Согласно данным ГОСТ 30319.3 значение δ_{ρ_c} должно быть от 0,2 до 1,5 %.

6.3.7.37 При расчете погрешности $\delta_{q_{c\Sigma}}$, %, погрешности $\delta_{p_{и}}$, δ_{T_c} , $\delta_{\Delta p}$ заменяются на основную относительную погрешность системы δ_{q_c} при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета (без учета погрешностей аналоговых датчиков, погрешностей УСБ, погрешности определения коэффициента сжимаемости и погрешностей определения поправочных коэффициентов) из таблицы 10 для системы с УС GERG-91 или из таблицы 11 для системы с УС ВНИЦ СМВ и основные приведенные погрешности аналоговых датчиков $\delta_{дд}$, δ_T , $\delta_{дп}$.

6.3.7.38 После подстановки формул (22) и (23) в формулу (19) и всех замен по 6.3.7.37 основную относительную погрешность системы при измерениях объемного расхода природного газа в поверяемой точке учета $\delta_{q_{c\Sigma}}$, %, приведенного к стандартным условиям, рассчитать по формуле (24)

$$\delta_{q_{c\Sigma}} = \pm \sqrt{\bar{\delta}_C^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_D^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4}\right)^2 \bar{\delta}_d^2 + \delta_\varepsilon^2 + 0,25 \left(\bar{\delta}_K^2 + \delta_{q_c}^2 + \delta_{дд}^2 + \delta_T^2 + \left(\frac{p_B}{p}\right)^2 \delta_{p_B}^2 + \left(\frac{p_I}{p}\right)^2 \delta_{дп}^2 + \delta_{\rho_c}^2 \right)}.$$

6.3.7.39 Систему считать выдержавшей проверку, если результаты расчетов по формуле (24) удовлетворяют требованиям 1.1.2.10 В115.000.00 РЭ.

6.3.8 Проверка диапазона и пределов основной относительной погрешности при измерениях количества природного газа за сутки, приведенного к стандартным условиям, в точке учета системы

6.3.8.1 Выполнить операции 6.3.7.1 – 6.3.7.14.

6.3.8.2 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $I_{дпзад}$, $I_{ддзад}$, $I_{Tзад}$, мА, соответствующие максимальным значениям избыточного давления $P_{дпзад}$, МПа, разности давлений $P_{ддзад}$, МПа, и температуры $T_{зад}$, °С, согласно данным таблицы 10 для системы с УС GERG-91 или таблицы 11 для системы с УС ВНИЦ СМВ.

6.3.8.3 Убедиться в работе поверяемой точки учета системы по показаниям цифровых десятичных индикаторов и горизонтальных барграфов ЭФ «Технологические параметры учета природного газа». На данной ЭФ в поверяемой точке учета должны отобразиться значения избыточного давления, перепада давления, температуры, объемного расхода и количества газа за время поверки.

6.3.8.4 Перейти к ЭФ «Общий инженерный экран» с помощью интерактивной кнопки

■ в блоке кнопок перехода либо с клавиатуры по кнопке F6.

6.3.8.5 Установить на ЭФ «Общий инженерный экран» время начала учетных суток (обнуление расхода газа), удобное для измерения количества газа за сутки.

Примечание – Значение количества природного газа за сутки обнуляется один раз в сутки в установленное на ЭФ «Общий инженерный экран» время. По умолчанию время установлено на 10:00.

6.3.8.6 Поверку проводить в течение 24,1 часа с момента установленного начала учетных суток.

6.3.8.7 Определить заданный объемный расход природного газа $q_{c\text{зад}}$, м³/ч, приведенный к стандартным условиям, и заданное количество природного газа за сутки $V_{c\text{зад}}$, м³, согласно расчетным данным таблицы 12 для системы с УС GERG-91 или таблицы 13 для системы с УС ВНИЦ СМВ по формулам

$$q_{c\text{зад}} = c_q \sqrt{p\Delta p/T} \quad (25)$$

$$V_{c\text{зад}} = \tau_0 \cdot q_{c\text{зад}}, \quad (26)$$

где τ_0 - время измерений, 24 часа.

6.3.8.8 Через 24,1 часа с момента начала учетных суток нажатием кнопки «Просмотр» на ЭФ «Общий инженерный экран» вызвать ЭФ «Просмотр и печать рапортов».

6.3.8.9 Нажать в списке рапортов *лкм* на рапорт за последние учетные сутки.

6.3.8.10 Записать измеренное значение количества природного газа за сутки $V_{c\text{изм}}$, м³.

6.3.8.11 Рассчитать основную относительную погрешность системы при измерениях количества природного газа в поверяемой точке учета δ_{V_c} , %, (без учета относительной погрешности измерений объемного расхода природного газа $\delta_{q_{c\Sigma}}$ и относительной погрешности определения суточного интервала времени δ_{V_c}) по формуле

$$\delta_{V_c} = \frac{V_{c\text{изм}} - V_{c\text{зад}}}{V_{c\text{зад}}} \times 100, \quad (27)$$

где $V_{c\text{зад}}$ - *i*-ое заданное значение количества природного газа за сутки по 6.3.8.7, м³;
 $V_{c\text{изм}}$ - *i*-ое измеренное системой значение количества природного газа за сутки по 6.3.8.10, м³.

6.3.8.12 Рассчитать суммарную относительную погрешность системы при измерениях количества природного газа в поверяемой точке учета $\delta_{V_{c\Sigma}}$, %, по формуле

$$\delta_{V_{c\Sigma}} = \pm \sqrt{\delta_{q_{c\Sigma}}^2 + \delta_{V_c}^2 + \delta_{\tau}^2}, \quad (28)$$

где $\delta_{q_{c\Sigma}}$ – основная относительная погрешность системы при измерениях объемного расхода природного газа по 6.3.7.38, %;

δ_{V_c} - основная относительная погрешность системы при измерениях количества природного газа по 6.3.8.11, %;

δ_{τ} - относительная погрешность определения суточного интервала времени, %.

6.3.8.13 Относительную погрешность определения суточного интервала времени рассчитать по формуле

$$\delta_{\tau} = \frac{\tau_1 - \tau_2}{24} \cdot 100, \quad (29)$$

где τ_1 – показания внутренних часов на экране монитора АРМ оператора в момент передачи сигнала точного времени, ч ;

τ_2 – показания внутренних часов на экране монитора АРМ оператора в момент передачи сигнала точного времени через 24 ч, ч.

Примечание - Отсчет показаний проводить до четвертой значащей цифры после запятой.

6.3.8.14 Систему считать выдержавшей проверку, если результаты расчетов по формуле (28) удовлетворяют требованиям 1.1.2.12 В115.000.00 РЭ.

6.3.9 Проверка факта диагностирования составных частей системы и технологического процесса

6.3.9.1 Проверка факта диагностирования составных частей системы и технологического процесса с целью определения достоверности обмена по информационным каналам

6.3.9.1.1 Выполнить операции 6.3.7.1 – 6.3.7.14.

6.3.9.1.2 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи величиной ~12 мА.

6.3.9.1.3 Зафиксировать переход поверяемой точки учета природного газа в режим «Работа» с измерениями избыточного давления, перепада давлений, температуры и объемного расхода газа на экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...».

Примечание – К ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...» можно перейти через ЭФ «Общая схема учета природного газа» или через ЭФ «Общий инженерный экран». К ЭФ «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» можно перейти только через ЭФ «Общая схема учета природного газа».

6.3.9.1.4 Руководствуясь схемой соединений В115.000.00 Э4 отсоединить КТС «Рубикон» поверяемой точки учета природного газа от системного блока или тумблер блока питания В051.02.000 внутри КТС «Рубикон» перевести в положение «0» («Выкл.»).

6.3.9.1.5 Зафиксировать переход поверяемой точки учета природного газа в режим «Останов» с прекращением измерений избыточного давления, перепада давлений, температуры и объемного расхода газа на экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...».

6.3.9.1.6 На ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать появление диагностического сообщения о «Недостоверности» обмена по информационным каналам («Датчик перепада давления dP», «Датчик давления P», «Датчик температуры T», «Контроллер дискретного в/в DIO» и «Контроллера температуры KT2») в виде мигающих индикаторов красного цвета.

6.3.9.1.7 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, в какой точке учета, в какой день и в какое время произошел «Останов» из-за недостоверной информации по «датчику P», «датчику dP», «датчику T», «термостату» и «DIO».

6.3.9.2 Проверка факта диагностирования составных частей системы с целью определения обрывов в цепях датчиков давления и термопреобразователей

6.3.9.2.1 Выполнить операции 6.3.9.1.1- 6.3.9.1.3.

6.3.9.2.2 Подать на канал измерений избыточного давления ток величиной 2,00_{-0,01} мА,

который определяется системой как "обрыв" цепи аналогового датчика.

6.3.9.2.3 На ЭФ «Общая схема учета природного газа» зафиксировать:

- смену цвета условного графического обозначения поверяемой точки учета природного газа «ТУГ №...» с черного на красный мигающий;
- прекращение расчета объемного расхода природного газа.

6.3.9.2.4 На ЭФ «Технологические параметры учета природного газа» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа;
- остановку подсчета количества природного газа.

6.3.9.2.5 На ЭФ «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа.

6.3.9.2.6 На ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа;
- появление диагностического сообщения об «Обрыве в цепи датчика» в виде мигающего индикатора красного цвета.

6.3.9.2.7 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, в какой точке учета, в каком измерительном канале, в какой день и в какое время произошел «Обрыв в цепи датчика».

6.3.9.2.8 Повторить операции 6.3.9.2.1-6.3.9.2.7 для каналов измерений разности давлений и температуры поверяемой точки учета природного газа.

6.3.9.3 Проверка факта диагностирования составных частей системы с целью определения коротких замыканий в цепях датчиков давления и термопреобразователей

6.3.9.3.1 Выполнить операции 6.3.9.1.1-6.3.9.1.3.

6.3.9.3.2 Подать на канал измерений избыточного давления ток величиной $22,00^{+0,01}$ мА, который определяется системой как "короткое замыкание" цепи аналогового датчика.

6.3.9.3.3 На ЭФ «Общая схема учета природного газа» зафиксировать:

- смену цвета условного графического обозначения поверяемой точки учета природного газа «ТУГ №...» с черного на красный мигающий;
- прекращение расчета объемного расхода природного газа.

6.3.9.3.4 На ЭФ «Технологические параметры учета природного газа» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа;
- остановку подсчета количества природного газа.

6.3.9.3.5 На ЭФ «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа.

6.3.9.3.6 На ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать:

- прекращение расчета объемного расхода природного газа;
- появление диагностического сообщения о «КЗ в цепи датчика» в виде мигающего индикатора красного цвета.

6.3.9.3.7 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, в какой точке учета, в каком измерительном канале, в какой день и в какое время произошло «КЗ в цепи датчика».

6.3.9.3.8 Повторить операции 6.3.9.3.1-6.3.9.3.7 для каналов измерений разности давлений и температуры поверяемой точки учета природного газа.

6.3.9.4 Проверка факта диагностирования технологического процесса с целью определения перехода в режим «Останов» при достижении установленного минимального значения диапазона избыточного давления

6.3.9.4.1 Выполнить операции 6.3.9.1.1- 6.3.9.1.3.

6.3.9.4.2 Подать на канал измерений избыточного давления ток величиной $I_{-0.01}^{уст}$, МА, соответствующий минимальному значению диапазона избыточного давления, установленного на ЭФ «Общий инженерный экран», при котором система в поверяемой точке учета должна перейти в режим «Останов».

6.3.9.4.3 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать:

- смену режима «Работа» на режим «Останов»;
- прекращение измерений избыточного давления, разности давлений и температуры;
- прекращение расчета объемного расхода природного газа;
- остановку подсчета количества природного газа.

6.3.9.5 Проверка факта диагностирования технологического процесса с целью определения срабатывания уставок при переходах значений технологических параметров за границы диапазонов

6.3.9.5.1 Выполнить операции по 6.3.9.1.1.

6.3.9.5.2 Перейти к ЭФ «Инженерный экран ТУГ №...».

6.3.9.5.3 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $I_{ДИ}^{ПВГ}$, $I_{ДД}^{ПВГ}$, $I_T^{ПВГ}$, МА, соответствующие предупредительным верхним границам избыточного давления $P_{ДИ}^{ПВГ}$, МПа, разности давлений $P_{ДД}^{ПВГ}$, кПа, и температуры $T^{ПВГ}$, °С. При этом задаваемые токи рассчитать по формуле

$$I_{ДИ(ДД,Т)}^{ПВГ} = \frac{I_{ДИ(ДД,Т)}^{ВПИ} - I_{ДИ(ДД,Т)}^{НПИ}}{P_{ДИ}^{ВПИ}(P_{ДД}^{ВПИ}, T^{ВПИ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})} \times (P_{ДИ}^{ПВГ}(P_{ДД}^{ПВГ}, T^{ПВГ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})) + I_{ДИ}^{НПИ}(I_{ДД}^{НПИ}, I_T^{НПИ}), \quad (30)$$

где $I_{ДИ(ДД,Т)}^{ПВГ}$ - задаваемый ток, МА;

$P_{ДИ}^{ПВГ}(P_{ДД}^{ПВГ}, T^{ПВГ})$ - предупредительные верхние границы избыточного давления, МПа, разности давлений, кПа, и температуры, °С, (верхние уставки зеленого цвета);

$P_{ДИ}^{ВПИ}(P_{ДД}^{ВПИ}, T^{ВПИ})$ - верхние пределы измерений датчика избыточного давления, МПа, датчика разности давлений, кПа, и термопреобразователя, °С, (верхние уставки красного цвета);

$P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})$ - нижние пределы измерений датчика избыточного давления, МПа, датчика разности давлений, кПа, и термопреобразователя, °С, (нижние уставки красного цвета);

$I_{ДИ(ДД,Т)}^{ВПИ}$ - ток датчика избыточного давления, датчика разности давлений, термопреобразователя, соответствующий верхнему пределу измерений, 20 МА;

$I_{ДИ(ДД,Т)}^{НПИ}$ - ток датчика избыточного давления, датчика разности давлений, термопреобразователя, соответствующий нижнему пределу измерений, 4 МА.

6.3.9.5.4 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать зеленый цвет условных графических отображений (барграфов) и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного рас-

хода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в нормальном рабочем диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.5 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в режиме «NORMA».

6.3.9.5.6 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $(I_{ДИ}^{ПВГ} + 0,1^{+0,1})$, $(I_{ДД}^{ПВГ} + 0,1^{+0,1})$ и $(I_T^{ПВГ} + 0,1^{+0,1})$, мА.

6.3.9.5.7 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать желтый цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в предупредительном диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.8 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в предупредительном режиме «W». При этом знаки « > » свидетельствуют о том, что значения избыточного давления, разности давлений и температуры больше предупредительной верхней границы.

6.3.9.5.9 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $I_{ДИ}^{ПНГ}$, $I_{ДД}^{ПНГ}$, $I_T^{ПНГ}$, мА, соответствующие предупредительным нижним границам избыточного давления $P_{ДИ}^{ПНГ}$, МПа, разности давлений $P_{ДИ}^{ПНГ}$, кПа, и температуры $T^{ПНГ}$, °С. При этом задаваемые токи рассчитать по формуле

$$I_{ДИ(ДД,Т)}^{ПНГ} = \frac{I_{ДИ(ДД,Т)}^{ВПИ} - I_{ДИ(ДД,Т)}^{НПИ}}{P_{ДИ}^{ВПИ}(P_{ДД}^{ВПИ}, T^{ВПИ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})} \times (P_{ДИ}^{ПНГ}(P_{ДД}^{ПНГ}, T^{ПНГ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})) + I_{ДИ}^{НПИ}(I_{ДД}^{НПИ}, I_T^{НПИ}) \quad (31)$$

где $I_{ДИ(ДД,Т)}^{ПНГ}$ - задаваемый ток, мА;

$P_{ДИ}^{ПНГ}(P_{ДД}^{ПНГ}, T^{ПНГ})$ - предупредительные нижние границы избыточного давления, МПа, разности давлений, кПа, и температуры, °С, (нижние уставки зеленого цвета).

6.3.9.5.10 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать зеленый цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в нормальном рабочем диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.11 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в режиме «NORMA».

6.3.9.5.12 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $(I_{ДИ}^{ПНГ} - 0,1_{-0,1})$, $(I_{ДД}^{ПНГ} - 0,1_{-0,1})$ и $(I_T^{ПНГ} - 0,1_{-0,1})$, мА.

6.3.9.5.13 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать желтый цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в предупредительном диа-

пазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.14 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в предупредительном режиме «W». При этом знаки « < » свидетельствуют о том, что значения избыточного давления, разности давлений и температуры меньше предупредительной нижней границы.

6.3.9.5.15 Подать от трех калибраторов В1-16 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $I_{ДИ}^{АНГ}$, $I_{ДД}^{АНГ}$, $I_T^{АНГ}$, мА, соответствующие аварийным нижним границам избыточного давления $P_{ДИ}^{АНГ}$, МПа, разности давлений $P_{ДД}^{АНГ}$, кПа, и температуры $T^{АНГ}$, °С. При этом задаваемые токи рассчитать по формуле

$$I_{ДИ(ДД,Т)}^{АНГ} = \frac{I_{ДИ(ДД,Т)}^{ВПИ} - I_{ДИ(ДД,Т)}^{НПИ}}{P_{ДИ}^{ВПИ}(P_{ДД}^{ВПИ}, T^{ВПИ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})} \times (P_{ДИ}^{АНГ}(P_{ДД}^{АНГ}, T^{АНГ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})) + I_{ДИ}^{НПИ}(I_{ДД}^{НПИ}, I_T^{НПИ}), (32)$$

где $I_{ДИ(ДД,Т)}^{АНГ}$ - задаваемый ток, мА;

$P_{ДИ}^{АНГ}(P_{ДД}^{АНГ}, T^{АНГ})$ - аварийные нижние границы избыточного давления, МПа, разности давлений, кПа, и температуры, °С, (нижние уставки желтого цвета).

6.3.9.5.16 Выполнить операции 6.3.9.5.13-6.3.9.5.14.

6.3.9.5.17 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи ($I_{ДИ}^{АНГ} - 0,1-0,1$), ($I_{ДД}^{АНГ} - 0,1-0,1$) и ($I_T^{АНГ} - 0,1-0,1$), мА.

6.3.9.5.18 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать красный цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в аварийном диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.19 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в аварийном режиме «A». При этом знаки « << » свидетельствуют о том, что значения избыточного давления, разности давлений и температуры меньше аварийной нижней границы.

6.3.9.5.20 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $I_{ДИ}^{АВГ}$, $I_{ДД}^{АВГ}$, $I_T^{АВГ}$, мА, соответствующие аварийным верхним границам избыточного давления $P_{ДИ}^{АВГ}$, МПа, разности давлений $P_{ДД}^{АВГ}$, кПа, и температуры $T^{АВГ}$, °С. При этом задаваемые токи рассчитать по формуле

$$I_{ДИ(ДД,Т)}^{АВГ} = \frac{I_{ДИ(ДД,Т)}^{ВПИ} - I_{ДИ(ДД,Т)}^{НПИ}}{P_{ДИ}^{ВПИ}(P_{ДД}^{ВПИ}, T^{ВПИ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})} \times (P_{ДИ}^{АВГ}(P_{ДД}^{АВГ}, T^{АВГ}) - P_{ДИ}^{НПИ}(P_{ДД}^{НПИ}, T^{НПИ})) + I_{ДИ}^{НПИ}(I_{ДД}^{НПИ}, I_T^{НПИ}), (33)$$

где $I_{ДИ(ДД,Т)}^{АВГ}$ - задаваемый ток, мА;

$P_{ДИ}^{АВГ}(P_{ДД}^{АВГ}, T^{АВГ})$ - аварийные верхние границы избыточного давления, МПа, разности давлений, кПа, и температуры, °С, (верхние уставки желтого цвета).

6.3.9.5.21 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать желтый цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в предупредительном диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.22 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в предупредительном режиме «W». При этом знаки « > » свидетельствуют о том, что значения избыточного давления, разности давлений и температуры больше предупредительной верхней границы.

6.3.9.5.23 Подать от трех калибраторов В1-13 на каналы измерений избыточного давления, разности давлений и температуры токи $(I_{ДД}^{ABГ} + 0,1^{+0,1})$, $(I_{ДД}^{ABГ} + 0,1^{+0,1})$ и $(I_{Т}^{ABГ} + 0,1^{+0,1})$, мА.

6.3.9.5.24 На экранных формах «Общая схема учета природного газа», «Технологические параметры учета природного газа», «Точка учета природного газа (ТУГ) №...» и «Инженерный экран ТУГ №...» зафиксировать красный цвет условных графических отображений и числовых значений избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа. Это свидетельствует о работе поверяемой точки учета в аварийном диапазоне избыточного давления, разности давлений, температуры и объемного расхода природного газа.

6.3.9.5.25 На ЭФ «Журнал событий» зафиксировать сообщение о том, что во всех измерительных каналах поверяемая точка учета находится в аварийном режиме «A». При этом знаки « >> » свидетельствуют о том, что значения избыточного давления, разности давлений и температуры больше аварийной верхней границы.

6.3.9.6 Проверка факта диагностирования составных частей системы с целью определения отсутствия питания датчиков давления, термопреобразователей и термостатов в КТС «Рубикон» осуществляется на стадии сборки и настройки системы и в дальнейшем гарантируется конструкцией.

6.3.9.7 Систему считать выдержавшей проверку, если выполняются требования 1.1.1.3 е) В115.000.00. РЭ.

6.3.10 Проверка факта непрерывной передачи измеренной информации в сервер системы, факта возможности ввода данных с АРМ оператора, факта числовых и графических отображений измеренных и вычисленных параметров посредством интерактивных экранных форм, факта архивирования всей полученной информации, факта формирования и печати отчетов

6.3.10.1 Проверка по 6.3.10 проводится по результатам проверок по 6.3.3-6.3.9.

6.3.10.2 Систему считать выдержавшей проверку, если выполняются требования 1.1.1.3 г), 1.1.1.3 в), 1.1.1.3 ж), 1.1.1.3 з), 1.1.1.3 и) В115.000.00 РЭ.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Положительные результаты поверки оформляют в соответствии с ПР 50.2.006 и удостоверяют оттиском поверительного клейма в соответствии с ПР 50.2.007 в одном из сопроводительных документов системы (формуляр, свидетельство).

7.2 На системы, не удовлетворяющие требованиям настоящей методики, выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин. Поверительное клеймо гасят. Системы к дальнейшей эксплуатации не допускают.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Перечень документов, на которые даны ссылки в тексте настоящей методики поверки

Обозначения	Наименование
В.115.000.00 РЭ	Система учета природного газа. Руководство по эксплуатации
В.115.000.00 ФО	Система учета природного газа. Формуляр
В.115.000.00 Э4	Система учета природного газа. Схема электрическая соединений
ГОСТ 12.0.004-90	ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения
ГОСТ 12997-84	Изделия ГСП. Общие технические условия
ГОСТ 30319.1-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки
ГОСТ 30319.2-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости
ГОСТ 30319.3-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния
ГОСТ 8.395-80	ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования
ГОСТ 8.563.1-97	ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия
ГОСТ 8.563.2-97	ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств
МИ 4212-012-2001	Рекомендация. ГСИ. Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки
МП 271.01.00.000 РЭ	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270МП, Метран-270МП-Ех. Руководство по эксплуатации
ПР 50.2.006-94	Правила по метрологии. ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений
ПР 50.2.007-2001	Правила по метрологии. ГСИ. Поверительные клейма

