ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
(ФГУП ВНИИМС)
ГОССТАНДАРТА РОССИИ

Р Е К О М Е Н Д А Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

Методика выполнения измерений количества природного газа в Московской области измерительными комплексами на базе сужающих устройств с регистрацией результатов измерений на диаграммах самопишущих приборов и использования этих результатов при распределении небаланса между поставщиком и потребителями

МИ 2578 - 2003

Москва
2003

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА по поручению НТК по метрологии и измерительной технике Госстандарта России (протокол № 4 от 14 марта 2000 года): ГУП "Мособлгаз"
ЗАО "Аскон"
ФГУП ВНИИМС

Исполнители:

от ГУП "Мособлгаз"	В.Н. Царьков
от ЗАО "Аскон"	В.А. Шиляев
от ФГУП ВНИИМС	Б.М. Беляев, к.т.н.
	А.И. Вересков, к.т.н.
	Н.Е. Горелова
	В.Г. Патрикеев, д.т.н. (рук. темы)
	А.М. Шаронов

УТВЕРЖДЕНА ФГУП ВНИИМС 2003 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП ВНИИМС 2003 г.

ВЗАМЕН МИ 2578-2000

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ГУП "Мособлгаз", ГУП "Мосгаз", ЗАО "Аскон" или ФГУП ВНИИМС.

Содержание

		Стр.
1	Условные обозначения	1
2	Термины и их определения.....	3
3	Общие положения.....	4
4	Методика выполнения измерений и учета объема природного газа.....	6
4.1	Формирование исходных данных.....	6
4.2	Выполнение расчетов средних значений абсолютного давления, температуры и перепада давления на сужающем устройстве по планиметрическим числам.....	7
4.3	Расчет объема природного газа за сутки или за отчетный период по данным приборного контроля.....	8
4.4	Расчет погрешности измерений расхода и объема за сутки или за отчетный период.....	9
4.5	Сведение баланса объема газа, измеренного поставщиком и потребителями за сутки и за отчетный период.....	9
	Приложение А. Формирование параметров измерительных каналов.....	13
	Приложение Б. Методика определения погрешности объема узла учета с первичными преобразователями расхода различного типа в реальных условиях эксплуатации.....	16

Приложение В. Расчет объема природного газа и абсолютной погрешности его измерений за сутки и за отчетный период и примеры составления баланса (примеры)..... 25

Приложение Г. Формирование результатов расчета учитываемого объема между участниками учетных операций..... 38

Приложение Д. Планиметры..... 41

Приложение Е. Порядок расчета абсолютной погрешности с использованием паспортных табличных данных на узел учета..... 44

Группа 86.3

Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений количества природного газа в Московской области измерительными комплексами на базе сужающих устройств с регистрацией результатов измерений на диаграммах самопишущих приборов и использования этих результатов при распределении небаланса между поставщиком и потребителями	**МИ 2578 – 2003**

Настоящая рекомендация (МИ) устанавливает методику выполнения измерений (МВИ) объема природного газа в Московской области измерительными комплексами на базе сужающих устройств с регистрацией результатов измерений на диаграммах самопишущих приборов или других первичных преобразователей или с помощью вычислителей, или расходомеров и счетчиков различного типа и использования этих результатов при распределении небаланса между поставщиком и потребителями.

1.Условные обозначения

D – внутренний диаметр измерительного трубопровода при рабочих условиях, мм;

D_{20} – внутренний диаметр измерительного трубопровода при 20° С, мм;

d_{20} – диаметр отверстия или горловины сужающего устройства при 20° С, мм;

$R_ш$ – эквивалентная шероховатость измерительного трубопровода, мм;

τ – установленный интервал времени при планиметрировании суточной диаграммы по приложению Г ГОСТ 8.563.1.-97, час;

τ_{ij} – период времен, в пределах которого все средние значения и перепад давления, и абсолютное давление, и температура и компонентный состав остаются (индекс j) условно-постоянными, час;

ρ_c – действительное среднесуточное значение плотности в стандартных условиях для i - того узла учета по данным пикнометра или хроматографического анализа и расчету по ГОСТ 30319.0/3-96, кг/м^3;

$(\rho_c)_n$ – договорное значение плотности в стандартных условиях за отчетный период по сертификату поставщика, кг/м^3;

K_c– поправка к показаниям ИК за объемом на изменение состава природного газа, вызванного изменением плотности в стандартных условиях за отчетный период;

K_z– поправка к показаниям ИК за объемом на изменение состава природного газа, вызванного изменением коэффициента сжимаемости за отчетный период;

$\delta(\rho_c)_n$ – относительная погрешность измерений договорной плотности в стандартных условиях, %;

V_{ij} – измеренный объем природного газа по показаниям i - того узла учета за время τ_{ij}, м^3 в стандартных условиях;

V_i – измеренный суточный объем природного газа i - того узла учета, м^3 в стандартных условиях;

Δ_{Vi} – абсолютная погрешность суточного объема природного газа, м^3 в стандартных условиях i-того узла учета с учетом K_c;

δ_{Vi} - относительная погрешность по объему по данным паспорта на узел учета i-того узла учета с учетом K_c, %;

V_{nc} –объем природного газа за отчетный период, полученный на узле учета поставщика, м^3 в стандартных условиях;

V_{nm} - объем природного газа за отчетный период, полученный на узле учета потребителя, м^3 в стандартных условиях;

$V_{бу}$ –объем природного газа за отчетный период, назначаемый для бесприборного учета, определяется в соответствии с нормативными документами Мособлгаза, м^3 в стандартных условиях;

$(V_{бу})_{доп}$ – значение объема бесприборного контроля, не содержащего компонентов, распределение которых осуществляется за счет приборного контроля;

$\Delta V_{нб}$ – значение величины исходного небаланса за отчетный период по данным измерений, м^3 в стандартных условиях;

Σ – знак суммирования;

$(V_{nc})_y$ – оценка значения объема учитываемого природного газа поставщика за сутки и за отчетный период, м^3 в стандартных условиях;

$(V_{nm})_{iy}$ –оценка значения объема учитываемого природного газа для *i*-го потребителя за сутки и за отчетный период, м^3 в стандартных условиях;

k_{nmi} – коэффициент коррекции измеренного значения суточного объема природного газа для *i*-го потребителя;

i, j – индексы для обозначения номера потребителя и номера суточного сектора, в котором все параметры являются условно-постоянными.

2.Термины и их определения

Вычислитель – специализированный микроконтроллер, предназначенный для выполнения расчетов расхода и количества вещества и энергосодержания.

Счетчик количества –специализированный преобразователь (турбинный, ротационный, барабанный, вихревой, ультразвуковой, кориолисовый, корреляционный и др.), на выходе которого формируется объем (или масса) в рабочих или стандартных условиях за интервал времени, исчисляемый от начала отсчета.

Небаланс – разница между количеством вещества, поступившим в трубопроводную сеть и отобранным из нее участниками коммерческого учета (Unaccounted for gas) за сутки или за отчетный период.

Сведение баланса – распределение небаланса между участниками коммерческого учета за сутки и за отчетный период.

Условно-постоянная величина (на заданном интервале времени τ) - величина параметра, отклонение которого от среднего значения на заданном интервале времени можно оценить как дополнительную систематическую погрешность по формуле (5.26) ГОСТ 8.563.2-97. Если значение этой погрешности не удовлетворяет установленной нормы, то интервал времени уменьшают, пока не будет достигнута требуемая точность (п. 5.2.3. ГОСТ 8.563.2–97).

Учет – переход от результатов измерений к значениям величин, используемым для взаиморасчетов между поставщиком и потребителями, на основании взаимосогласованных правил.

3. Общие положения

3.1. При разработке данной рекомендации баланс сводится в пределах газораспределительной станции (ГРС) и ее потребителей (далее "устойчивая структура газораспределения" (УСГР)). УСГР – условное наименование минимальной структуры, в пределах которой составляют баланс на основе приборного и бесприборного контроля полученного природного газа. При этом предполагают, что баланс может быть сведен на основании следующих допущений:

1) Практика учета объема природного газа в Московской области сопровождается изменением суточного состава газа из-за снабжения Европейской части РФ из различных месторождений, имеющих широкий диапазон изменения компонентного состава и влагосодержания. Учет этих изменений при выполнении балансных задач находится в компетенции продавца природного газа. При сведении баланса вводят поправку к показаниям средств измерений на изменение состава природного газа за отчетный период.

2) В пределах УСГР рассчитывают устойчивые во времени оценки распределения небаланса между поставщиком и потребителями, зависящие от объема природного газа и погрешности его измерений на узлах учета, которые позволяют ввести коэффициент, корректирующий показания каждого измерительного комплекса из-за наличия погрешности измерений, обеспечивающий сведение баланса к нулю, и, как правило, не корректирующий показания узлов учета поставщика по требованию "Правил поставки газа в РФ".

При этом скорректированные значения объема ни у одного узла учета не должны превышать величины его абсолютной погрешности.

3) Задача сведения баланса является комплексной, включающий в себя:

- определение технических и метрологических характеристик узлов учета, входящее в компетенцию Госстандарта РФ;
- сведение баланса природного газа в пределах УСГР, требующего задания величины плотности в стандартных условиях, молярных долей диоксида углерода и азота и их погрешностей в реальном режиме измерений, относящиеся к компетенции Трансгаза, Мосгаза и Мособлгаза.

4) Каждый измерительный комплекс (узел учета) обладает абсолютными погрешностями, максимальные значения которых в зави-

симости от режима работы зафиксированы в табличной форме в комплекте технической документации и они остаются неизменными в течение межповерочного интервала.

5) Абсолютная погрешность измерительного комплекса является случайной величиной.

6) Источником информации о значении объема являются диаграммы регистрирующих приборов, отражающие средние значения за некоторый промежуток времени перепада давления на сужающем устройстве, абсолютного (или избыточного и барометрического) давлений, температуры и компонентного состава природного газа, или вычислители и счетчики количества, измеряющих значения объема по рекомендациям нормативных документов.

3.2. Исходными данными для сведения баланса является пределы абсолютной погрешности определения объема природного газа с учетом реальных условий эксплуатации узлов учета поставщика и потребителей и изменения компонентного состава природного газа. Для потребителей, не имеющих приборного контроля, используют нормы, определяемые в нормативных документах, регламентирующих правила учета количества газа.

3.3. Измерения объема природного газа с помощью измерительных комплексов с сужающими устройствами регламентируются ГОСТ 8.563.1/3-97 и МИ 2588-2000. Последовательность выполнения измерений изложена в разделе 5 ГОСТ 8.563.1-97 и п.п.8.1 и 8.3 ГОСТ 8.563.2-97, а также разделе 7 МИ 2588-2000. Исходными данными при выполнении измерений объема газа за сутки являются диаграммы регистрирующих приборов при условии принятия измеряемых величин в качестве "условно-постоянных". Расчет абсолютной погрешности измерений с использованием других средств измерений, зарегистрированных в Государственном реестре, осуществляется на базе их паспортных характеристик и рекомендаций (приложения А, Б и В). Узлы учета поставщика и потребителей подлежат метрологическому контролю и надзору.

4. Методика выполнения измерений и учета объема природного газа

Последовательность измерений объема проводят следующими операциями:

4.1. Формируют исходные данные для выполнения расчетов.

4.2. Выполняют расчеты средних значений абсолютного давления, температуры и перепада давления на сужающем устройстве по планиметрическим числам.

4.3. Рассчитывают объем природного газа за время τ_y и за сутки по данным приборного контроля.

4.4. Рассчитывают погрешности измерений расхода и объема за сутки или за отчетный период.

4.5. Сводят баланса объема газа, измеренного поставщиком и потребителями за сутки и за отчетный период.

4.1. Формирование исходных данных

4.1.1. При выборе средств измерений для формирования информационных каналов основное внимание уделяют согласованию входных и выходных сигналов в нормированной форме и верхних пределов измерений (приложение А).

По каждому каналу необходимо иметь информацию о верхнем пределе измерений, пределах допускаемой основной приведенной погрешности, типе преобразования выходного сигнала (линейная или квадратичная) и виде диаграммы. Необходимо указать тип планиметра, который используют в зависимости от вида диаграммы и типа выходного сигнала преобразователей.

Для счетчиков количества, типы которых зарегистрированы в Государственном реестре, необходимо иметь технические и метрологические характеристики, указанные в сертификате на счетчик.

4.1.2. Диаграммы суточных записей с отметками времени от начала измерений давления, температуры, перепада давления.

4.1.3. Плотность в стандартных условиях (ρ_c) и погрешность ее измерения $\delta(\rho_c)_n$ принимают постоянной за отчетный период,

4.1.4. Комплект технической документации на узел учета по ПР 50.2.022-99 и МИ 2638-2001 содержит следующую информацию:

4.1.4.1. Средний состав природного газа или плотность в стандартных условиях и мольных долях диоксида углерода и азота в

течение суток и погрешности их измерения в зависимости от метрологических характеристик информационных каналов по абсолютному давлению, температуре и определению состава и плотности в стандартных условиях. Эта оценка проводится с использованием программного комплекса "ФЛОУМЕТРИКА".

4.1.4.2. Характеристики узла учета:

- внутренний диаметр измерительного трубопровода D_{20};
- диаметр отверстия диафрагмы d_{20};
- эквивалентная шероховатость $R_ш$;
- состав местных сопротивлений (первого и второго против направления течения) на длине *100D* до СУ и *10D* после СУ;
- размер гильзы термометра и место его расположения;
- положение точек отбора давления, температуры, состава и перепада давления.

4.1.4.3. Таблицу из паспорта измерительного комплекса с техническими и метрологическими характеристиками.

4.1.5. При применении в учетных операциях расходомеров и счетчиков различных типов используют их нормированные метрологические характеристики при измерениях объема природного газа с учетом режима работы узла учета.

4.1.5.1 Методика определения относительной и абсолютной погрешностей узлов учета в этом случае изложена в приложении Б.

4.2. Выполнение расчетов средних значений абсолютных давлений, температуры и перепада давления на сужающем устройстве по планиметрическим числам

4.2.1. На основании анализа диаграммных записей выделяют периоды времени τ, в течение которых параметры считают неизменными во времени (условно-постоянными), в соответствии с приложением Г ГОСТ 8.563.1 – 97.

4.2.2. Проводят планиметрирование в секторах, где промежутки времени соответствуют τ.

4.2.3. В зависимости от типа планиметра по приложению Г ГОСТ 8.563.2-97 находят средние значения абсолютного давления, температуры и перепада давления по времени, где их принимают условно-постоянными величинами.

4.2.4. Определяют промежутки времени (сектор), в течение которых все параметры (абсолютное или избыточное давление, тем-

пература и перепад давления) одновременно остаются условно-постоянными - τ_{ij}. Эти промежутки времени и средние значения параметра фиксируют в табличной форме.

4.3. Расчет объема природного газа за сутки или за отчетный период по данным приборного контроля

4.3.1. Рассчитывают объемы природного газа за заданный промежуток времени τ_{ij} - $(V_{ij})_n$ и за отчетный период по алгоритмам, изложенным в п. 8.2.3 ГОСТ 8.563.2-97 и разделу 7 МИ 2588-2000, при помощи программного комплекса "ФЛОУМЕТРИКА", либо по показаниям вычислителей или счетчиков.

4.3.2. Вычисляют поправку для i-того узла учета к показаниям ИК за отчетный период, связанную с изменением состава природного газа, вызванную изменением плотности в стандартных условиях

$$K_c = \rho_c / (\rho_c)_n . \qquad (1а)$$

Вычисляют поправку для i-того узла учета к показаниям ИК за отчетный период, связанную с изменением состава природного газа, вызванную изменением коэффициента сжимаемости

$$K_z = K_p / K , \qquad (1б)$$

где K_p и K коэффициенты сжимаемости, рассчитанные по ГОСТ 30319, соответственно при $(\rho_c)_n$ и ρ_c.

4.3.3. Объемы, полученные по показаниям на i-том узле учета, корректируются с помощью поправок K_c и K_z:

- для измерительных комплексов с сужающими устройствами

$$V_{ij} = (V_{ij})_n (K_z / K_c)^{0,5} ; \qquad (2а)$$

- для остальных методов измерений расхода и объема

$$V_{ij} = (V_{ij})_n K_z K_{сч} , \qquad (2б)$$

где $K_{сч} = K[(\rho_c)_c, P_i, T_i] / K\{[\rho_c(\tau_i)], P_i, T_i\}$- поправка, вызванная различием в коэффициентах сжимаемости при среднечасовой $[\rho_c(\tau_i)]$ и среднесуточной $(\rho_c)_c$ плотности реального газа в стандартных условиях. Для Московской области при $P < 1$ МПа, $K_{сч} = 1,002$.

4.3.4. Полученные в п. 4.3.3 результаты суммируют и определяют количество природного газа за сутки или за отчетный период T_o для i-того узла учета потребителя - V_i (приложение В)

$$V_i = \sum_{\tau_{ij}}^{T_o} V_{ij} = (V_{пт})_i \qquad (3)$$

Полученный результат V_i - это значения объема за отчетный период по показаниям i-того узла учета в результате приборного контроля у потребителя.

4.3.5.Объем газа, отпущенного поставщиком за отчетный период вычисляют как сумму объемов за отчетный период каждого узла учета поставщика (k-номер узла учета поставщика) по формуле

$$V_{пс} = \sum^{k} (V_{пс})_k . \qquad (4)$$

4.4. Расчет погрешности измерений расхода и объема за сутки или за отчетный период

4.4.1. В каждом секторе τ_{ij} определяют абсолютную погрешность измерений объема Δ_{Vi} по данным паспорта на узел учета в зависимости от величины перепада давления (нагрузки на узел учета). Абсолютную погрешность рассчитывают либо с использованием программного комплекса "ФЛОУМЕТРИКА" в режиме обратного расчета, либо линейной интерполяцией паспортных данных на узел учета. В приложении Е даны рекомендации по порядку выполнения линейной интерполяции. В приложении В приведена методика расчета погрешности за сутки.

4.4.2. Значение абсолютный погрешности узла учета за отчетный период определяется суммированием в зависимости от количества суток в периоде T_o

4.4.3. Абсолютная погрешность поставщика определяется суммированием абсолютных погрешностей каждого k-того узла учета поставщика за отчетный период по формуле

$$\Delta_{Vпс} = \sum^{k} (\Delta_{Vпс})_k . \qquad (5)$$

4.5. Сведение баланса объема газа, измеренного поставщиком и потребителями за сутки или за отчетный период

4.5.1. Определяют значение небаланса $\Delta V_{нб}$ в пределах УСГР за отчетный период

$$\Delta V_{нб} = V_{пс} - [\sum_{i}(V_{пт})_i + V_{бу}], \quad (6)$$

где $V_{пс}$ и $(V_{пт})_i$ -соответственно объем поставщика из п.4.3.5 (формула 4) и потребителя из п.4.3.4 (формула 3); $V_{бу}$ - значение количества, назначаемое для бесприборного учета и определяемое в соответствии с нормативными документами Мособлгаза и Мосгаза.

4.5.1.1. Условием баланса является

$$\Delta V_{нб} = (V_{пс})_у - [\sum_{i}(V_{пт})_{iу} + V_{бу}] = 0, \quad (7)$$

где $(V_{пс})_у$ и $(V_{пт})_{iу}$ результаты учета соответственно поставщика и потребителей. Здесь возможны два варианта:

-показания узла учета поставщика не корректируют в соответствии с "Правилами поставки газа в РФ" $(V_{пс})_у = V_{пс}$;

- показания узла учета поставщика корректируют в соответствии с "Правилами учета газа" $(V_{пс})_у$ определяют по данным п. 4.5.6.

4.5.2. Определяют постоянную ГРС по формуле

$$A_{грс} = \Delta V_{нб} / \sum_{i}(\Delta_{Vпт})_i . \quad (8)$$

4.5.3 Определяют значение результата учета

$$(V_{пт})_{iу} = k_{пт i} (V_{пт})_i , \quad (9)$$

где корректирующий коэффициент, отражающий наличие погрешности в результатах измерений ИК потребителей,

$k_{пт i} = 1 + A_{грс}\, \delta_{пт i}/100$.

Значения относительной погрешности i-того ИК за отчетный период, %

$\delta_{пт i} = (\Delta_{Vпт})_i \; 100/(V_{пт})_i$,

где $(\Delta_{Vпт})_i$ – абсолютная погрешность i-того ИК за отчетный период, тыс.м^3.

4.5.4. Проверка отсутствия в небалансе компонентов объема бесприборного контроля, который распределяют между участниками приборного контроля

4.5.4.1. Определение оптимального значения $\alpha_{опт}$

4.5.4.1.1. Определяют максимальное значение корректирующего коэффициента среди всех потребителей

$$max(k_{nm})_i = 1+[(\Delta_{Vnm})_i^{\alpha} / \sum_{j}(\Delta_{Vnm})_j^{\alpha}]\ [(\Delta V_{нб})_1 /(V_{nm})_i], \qquad (10)$$

где $(\Delta V_{нб})_1 = 0{,}25\ \sum(\Delta_{Vnm})_j$. Значение фактора α отражает оценку формы распределения небаланса между потребителями за отчетный период, которое заключено между 1 (корректирующий коэффициент прямо пропорционален погрешности по паспортным данным ИК) и 2 (корректирующий коэффициент определяют по принципу максимального правдоподобия, который приводит к «методу наименьших квадратов»).

4.5.4.1.2. Из равенства (10) определяют такое значение α , которое придает значениям $max(k_{nm})_i$ минимальное значение. Это значение является оптимальным α_{onm}

4.5.4.2. Определение максимального небаланса $(\Delta V_{нб})_{доп}$, распределение которого не содержит части объема бесприборного контроля, который распределяют между участниками приборного контроля.

4.5.4.2.1. Определяют минимальное значение корректирующего коэффициента, отражающего наличие погрешности в ИК, среди всех потребителей при значении $\alpha = \alpha_{onm}$

$$min(k_{nm})_i = 1+[(\Delta_{Vnm})_i^{\alpha_{onm}} / \sum_{j}(\Delta_{Vnm})_j^{\alpha_{onm}}]\ [(\Delta V_{нб})_j /(V_{nm})_i] . \qquad (11)$$

4.5.4.2.2. Из равенства (11) определяют такое значение $(\Delta V_{нб})_j^k$, которое приводит к выполнению условия при значении невязки $\varepsilon = 5\ 10^{-4}$

$$min(k_{nm})_i \times (V_{nm})_i - (V_{nm})_i - (\Delta_{Vnm})_i^{\alpha_{onm}} \le \varepsilon . \qquad (12)$$

Значение $(\Delta V_{нб})_j = (\Delta V_{нб})_j^k = (\Delta V_{нб})_{доп}$, при котором выполняется условие (12) является предельно допускаемым значением небаланса, при котором небаланс не содержит части объема бесприборного контроля, который распределяют между участниками приборного контроля .

4.5.5. Значение объема бесприборного контроля, при котором небаланс не содержит части объема бесприборного контроля, который распределяют между участниками приборного контроля, обозначается $(V_{бу})_{доп}$ и определяют из равенства

$$(V_{бу})_{доп} = V_{пс} - [\sum_{i}(V_{пт})_{iу} + (\Delta V_{нб})_{доп}] . \quad (13)$$

4.5.6. Если $V_{бу} - (V_{бу})_{доп} < 0$, то баланс сводят по первому варианту п.4.5.1.1, когда показания узла учета поставщика не корректируют в соответствии с "Правилами поставки газа в РФ" Баланс сводится по п. 4.5.1÷4.5.3.

Если $V_{бу} - (V_{бу})_{доп} > 0$, то :

1) баланс сводят по п.4.5.1÷4.5.3. при $V_{бу} = (V_{бу})_{доп}$ и $(V_{пс})_{у} = V_{пс}$;

2) баланс сводится по второму варианту п.4.5.1.1, если $(\Delta V_{нб})_{доп} < \Delta V_{нб}$ показания узла учета поставщика корректируют в соответствии с "Правилами учета газа"

$$(V_{пс})_{у} = V_{пс} - [V_{бу} - (V_{бу})_{доп}]. \quad (14)$$

Проверяют выполнение условия

$$[V_{бу} - (V_{бу})_{доп}] - \Delta_{Vпс} \leq 0. \quad (15)$$

Если условие (15) выполнено, то небаланс сводят при $V_{пс} = (V_{пс})_{у}$ и $(V_{бу})_{доп}$, которые подставляют в формулу (6). Баланс сводят по п.4.5.1÷4.5.3.

Если условие $(\Delta V_{нб})_{доп} < \Delta V_{нб}$ не выполнено, то выполняют работы по исключению такого положения.

4.5.7. Результаты расчета объема природного газа за отчетный период представляют в соответствии с рекомендациями СТ СЭВ 543-77, МИ 1317-86 и п. 8.4.6 ГОСТ 8.563.2.-97, изложенными в приложении Г.

4.5.8. Примеры оценки пределов абсолютной погрешности узлов учета и примеры сведения балансов даны в приложении В.

Приложение А

ФОРМИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

(Типовые примеры)

А.1. Канал по измерениям избыточного давления (с указанием условий измерений, соответствующих основной относительной приведенной погрешности, и рабочих условий):

- Манометр самопишущий избыточного давления. Например, манометр с трубчатой пружиной самопишущий типа МТС-711 с верхним пределом измерений $(P_u)_в$, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, линейной шкалой и диафрагменными дисками ДН250 (ГОСТ 7826-65) с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

- Преобразователь избыточного давления с вторичным прибором. Например, манометр Сапфир ДИ с верхним пределом измерений $p_{в1}$, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, выходным сигналом в нормированной форме (0...5 мА) и вторичный прибор ДИСК -250 с входным сигналом (0...5 мА), верхним пределом измерений $p_{в1}$, основной относительной приведенной погрешностью δ_2. линейной шкалой и диафрагменными дисками ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

А.2. Канал по измерениям перепада давления (с указанием условий измерений, соответствующих основной относительной приведенной погрешности, и рабочих условиях):

- Дифманометр самопишущий. Дифманометр-расходомер самопишущий типа ДСС*, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, квадратичной шкалой, на избыточное давление $(P_u)_в$ и диафрагменными дисками ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

Примечание* - В соответствии с ГОСТ 8.563.1..3-97 для коммерческих учетов его аттестуют как перепадомер с верхним пределом измерений, соответствующим квадратному корню из перепада давления $\Delta p_в$, на который настраивают прибор при поверке.

- Дифманометр-перепадомер самопишущий типа ДСС с верхним пределом измерений $\Delta p_в$, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, линейной шкалой, на избыточное давление $(P_ш)_в$ и диафрагменными дисками ДК -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

- Преобразователь перепада давления с вторичным прибором.

- Дифманометр мембранный типа ДМ с верхним пределом измерений $\Delta p_в$, основной относительной приведенной погрешностью δ_1 и вторичным прибором КСД2, КСД3, ЭПИД и др. с верхним пределом измерений $\Delta p_в$*, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, линейной шкалой, на избыточное давление $(P_ш)_в$ и диафрагменными дисками ДК -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

Примечание* - При наличии у вторичного прибора (КСД2, КСД3, ЭПИД и др.) степенной шкалы следует использовать только квадратичную, что проверяют по заводскому клейму на лекале или при поверке, а верхний предел измерений указывают в виде корня квадратного из перепада давления, по которому поверен прибор.

- Дифманометр Сапфир ДД с верхним пределом измерений $\Delta p_{в1}$, основной относительной приведенной погрешностью δ_1, выходным сигналом в нормированной форме (0...5 мА) и вторичный прибор ДИСК -250 с входным сигналом (0...5 мА), верхним пределом измерений $p_{в1}$, основной относительной приведенной погрешностью δ_2. линейной шкалой и диафрагменными дисками ДК -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%.

А.3. Канал по измерениям температуры (с указанием условий измерений, соответствующих основной относительной приведенной погрешности, и рабочих условиях). Канал отличается большим разнообразием, начиная от промышленного ртутного термометра, который помещают в гильзу, и заканчивая сложными измерительными цепями - термопреобразователь различного типа, нормирующий преобразователь и вторичный прибор, или термопреобразователь и вторичный прибор с линейной (или квадратичной) шкалой.

А.4. Для всех измерительных каналов обязательными требованиями являются:

- проверка на совпадение верхних пределов измерений у первичного и вторичного преобразователей ;

- при наличии нормированных сигналов выходной сигнал первичного преобразователя совпадает с входным сигналом вторичного прибора;

- указание типа (пропорциональный, корневой или полярный) планиметра, его марки и технических характеристик (тип диаграммы, который обрабатывают планиметром, допустимой погрешности и расчетный отсчет). В приложении Д приведена необходимая информация по планиметрам (по инструкции гД4.004.000 РЭ).

- выделение установленного промежутка времени τ, в течение которого параметр можно трактовать как условно-постоянную величину, среднее значение которого определяют планиметрированием соответствующей диаграммы по секторам, равным установленному промежутку времени τ. При этом следует руководствоваться приложением Г ГОСТ 8.563.2-97.

Приложение Б

Методика определения погрешности измерения объема в реальных условиях эксплуатации узлов учета с первичными преобразователями расхода различного типа

Б.1. Метрологические характеристики измерительных комплексов, указанные в сертификате, изменяются в реальных условиях эксплуатации благодаря отсутствию на стадии сертификации информации о погрешностях определения плотности в стандартных $\delta\rho_c$ и рабочих $\delta\rho$ условиях. Это связано с тем, что формулы по расчету относительной погрешности объема в стандартных условиях в общем случае имеют вид:

- для измерительных комплексов с сужающими устройствами

$$\delta V_c = [\delta_{сч}^2 + 0{,}25*(\delta\rho_c^2 + \delta\rho^2)]^{0,5}, \qquad (Б.1а)$$

- для остальных методов измерений расхода и объема

$$\delta V_c = (\delta_{сч}^2 + \delta\rho_c^2 + \delta\rho^2)^{0,5}. \qquad (Б.1б)$$

Погрешность счетчика $\delta_{сч}$ определяют градуировкой и включают в сертификат на счетчик или расходомер (для измерительных комплексов с сужающими устройствами погрешность счетчика определяют расчетным путем по ГОСТ 8.563.2-97 и МИ 2588-2000), а погрешности плотности в стандартных и рабочих условиях зависят от среднесуточного состава природного газа и его влагосодержания и диапазонов изменения абсолютного давления и температуры, которые не могут входить в состав сертификата, так как условия эксплуатации и изменения состава природного газа и его влагосодержания не могут оставаться постоянными, а конкретном узле учета изменяются в некоторых пределах, неизвестных на стадии сертификации расходомера, вычислителя или счетчика.

Формулу (Б.1а) распространяют на метод переменного перепада давления с сужающими устройствами.

Формулу (Б.1б) распространяют на расходомеры и счетчики с первичными преобразователями турбинного, ротационного, барабанного, вихревого, ультразвукового, кориолисового, корреляционного и других типов.

Принципиально возможно задать величину договорной средней плотности в стандартных условиях $(\rho_c)_n$ и погрешность ее определения $\delta(\rho_c)_n$ по сертификату на поставляемый газ В этом случае появляется возможность использовать эти результаты при сертификации счетчиков и расходомеров, но этого в настоящее время не делают. В сертификате на счетчик отражают только относительную погрешность счетчика или расходомера, полученную при градуировке и округленную до значения из нормального ряда.

Б.2. Рассмотрим методику определения относительной и абсолютной погрешностей измерительных комплексов в реальных условиях эксплуатации.

Б.2.1 Проводят расчет погрешности плотности в рабочих условиях по рекомендациям ГОСТ 30319.0/3-96 и ГОСТ 8.563.2-97, с учетом задания договорной средней плотности в стандартных условиях и ее относительной погрешности:

$$\delta\rho_c = \delta(\rho_c)_n \ , \qquad \text{(Б.2)}$$

$$\delta\rho = [\delta(\rho_c)_n{}^2 + (\theta_p\, \delta p_a)^2 + (\theta_t\, \delta_t)^2 + (\theta_K\, \delta K)^2\,]^{0,5} . \qquad \text{(Б.3)}$$

Функции влияния погрешностей абсолютного давления θ_p, температуры θ_t и коэффициента сжимаемости θ_K и относительную погрешность плотности в рабочих условиях $\delta\rho$ оценивают по результатам расчета по ГОСТ 30319.0/3-96 или программного комплекса ФЛОУМЕТРИКА.

Б.2.2 Относительную погрешность узла учета рассчитывают по равенствам (Б1а) или (Б1б) в зависимости от технических и режимных характеристик, указанных в сертификате при утверждении типа (при сертификации счетчика), или в реальных диапазонах изменения абсолютного давления, температуре и компонентном составе природного газа при оценке погрешности узла учета в реальных условиях эксплуатации.

Б.3. Комплект технической документации на узел учета в реальных условиях эксплуатации приведен в разделе Б.5.

Б.4. Рекомендуемая форма выходного документа для счетчиков количества приведена в разделе Б.6.

Б.5. Комплект технической документации на измерительный комплекс с сужающим устройством в реальных условиях эксплуатации по ПР 50.2.022-99 и МИ 2638-2001.

(заполняют на ПК ФЛОУМЕТРИКА)

Паспорт измерительного комплекса для измерительного трубопровода _____

Среда в трубопроводе

Среда в трубопроводе.....природный газ

Заданный предел допускаемой погрешности измерений расхода, %._____

1.Состав измерительного комплекса

1.1.Среднее значение внутреннего диаметра измерительного трубопровода при температуре _____ °С, мм _____

1.2. Среднее значение внутреннего диаметра измерительного трубопровода при температуре 20 °С, мм_____

1.3. Наибольшее отклонение от среднего диаметра в контролируемых сечениях, мм_____

1.4. Материал трубопровода _____

1.5. Температурный коэффициент линейного расширения материала трубопровода при температуре измерений диаметра, 1/°С:

от _____до _____

1.6. Эквивалентная шероховатость стенок трубопровода, мм ___

1.7. Сужающее устройство _____

1.8. Средний диаметр отверстия сужающего устройства при температуре 20 °С_____

1.9. Наибольшее отклонение от среднего диаметра, мм_____

1.10. Относительное отверстие сужающего устройства:

от_____до_____

1.11.Материал сужающего устройства _____

1.11.1. Температурный коэффициент линейного расширения материала СУ - при температуре измерений диаметра, 1/°С:

от _____ до _____

1.12.Коэффициент расхода при верхнем пределе измерений:

от___ до___

1.13. Смещение оси входного торца диафрагмы относительно оси измерительного трубопровода, мм _____

1.14. Смещение оси выходного торца диафрагмы относительно оси измерительного трубопровода, мм _____

1.15. Коэффициент расширения среды : от____до____
1.16. Межповерочный интервал диафрагмы, лет_____
1.17. Термопреобразователь _____ класс точности _____
1.18. Заводской №_____
1.19. Дата последней поверки_____
1.20. Вторичный прибор измерений температуры _____
класс точности_____
1.21. Заводской №_____
1.22. Дата последней поверки_____
1.23. Преобразователь избыточного давления_____
класс точности _____
1.24. Заводской №_____
1.25. Дата последней поверки_____
1.26. Вторичный прибор измерений давления _____
класс точности_____
1.27. Заводской №_____
1.28. Дата последней поверки_____
1.29. 1-й преобразователь разности давления_____
класс точности _____
1.30. Заводской №_____
1.31. Дата последней поверки_____
1.32. 2-й преобразователь разности давления_____
класс точности ____
1.33. Заводской №_____
1.34. Дата последней поверки_____
1.35. Промежуточный преобразователь разности давления_____
класс точности _____
1.36. Заводской №_____
1.37. Дата последней поверки_____
1.38. Вторичный прибор измерений давления _____
класс точности_____
1.39. Заводской №_____
1.40. Дата последней поверки_____

Примечание

Для характеристики любого преобразователя указывают тип, модификацию, верхний предел измерений и класс точности по Госреестру средств измерений

2. Схема первичного преобразователя

В схеме первичного преобразователя указывают: состав измерительного трубопровода до сужающего устройства, расстояния между сужающим устройством и первым местным сопротивлением (в мм и числе диаметров D), тип первого местного сопротивления, расстояние между первым и вторым местными сопротивлениями (в мм и числе диаметров D), расстояния между сужающим устройством и местным сопротивлением после сужающего устройства (в мм и числе диаметров D), точки отбора давления и разности давления.

3. Диапазоны изменения контролируемых параметров

3.1 Расход,.....от _____до_____

3.2. Состав природного газа наименьшей плотности (либо наименьшая плотность в стандартных условиях и молярные доли диоксида углерода и азота) и их погрешности

3.3. Состав природного газа наибольшей плотности (либо наибольшая плотность в стандартных условиях и молярные доли диоксида углерода и азота) и их погрешности

3.4. Плотность в стандартных условиях, кг/м^3 ....от_____до_____

3.5. Температуре среды, °С.....от _____до_____

3.6. Абсолютное давление на входе в сужающее устройство (указать размерность)..... от_____до_____

3.7. Атмосферное давление (указать размерность)от_____до_____

3.8. Плотность в рабочих условиях, кг/м^3....от_____до_____

3.9. Показатель адиабаты..... от_____до_____

3.10. Коэффициент динамической вязкости (указать размерность).....от_____до_____

3.11. Оценка реализуемого предела погрешности измерения расхода (по МИ 2634-2001).....от _____до_____

3.12. Оценка реализуемого предела погрешности измерений количества (по МИ 2634-2001).....от _____до_____

4.Технические и метрологические характеристики измерительного комплекса

Перепад на сужающем устройстве, размерность	Расход, $м^3$ в стандартных условиях	Средний относительный расход	Предел абсолютной погрешности $м^3$ за час	Предел относительной погрешности,%
#1 $\Delta p_в$	от.....до....			
	от.....до....			
Δp_{min}	от.....до....			
	от.... .до....			
!	от.....до....			

Примечание. Таблицу составляют для каждого верхнего предела измерений дифманометра (номер дифманометра стоит за значком #). Минимальный перепад давления (Δp_{min}) определяют по МИ 2634-2001. Значок "!" указывает на перепад давления, соответствующий минимально допускаемому значению расхода при минимальном числе Рейнольдса.

Акт измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода и сужающего устройства составляют по форме, рекомендованной МИ 2638-2001.

Форма паспорта на сужающее устройство соответствует приложению Б ПР 50.2.022-99

Б.6. Рекомендуемая форма выходного документа для счетчиков.

ГОССТАНДАРТ РОССИИ



ФГУП ВНИИМС

МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА

узла учета природного газа в реальных условиях эксплуатации

№ 106/ 0001-01

На экспертизу представлена документация на узел учета № 0001, установленный на предприятии ЗАО "Истра-хлебопродукт". Рабочий проект РП 00/109 ГВС

Состав узла учета и его технические характеристики:

1.Тип первичного преобразователя расхода газа – турбинный FLUXI NMTZ G250.

Номер по Госреестру 14350-98.

Фирма-изготовитель – Шлюмберже.

Диапазоны измерений объема: от 20 до 80 $м^3/ч$,
от 80 до 400 $м^3/ч$.

Верхний предел измерений счетчика $(V_c)_в$ 400 $м^3/ч$.

Заводской № CE 465578. Дата последней поверки 30.06.2000 г.

Относительная погрешность объема в диапазоне расходов $\delta_{Vпп}$:

от 20 до 80 $м^3/ч$ ±2%,

от 80 до 400 $м^3/ч$ ±1%.

Расстояние от датчика до первого местного сопротивления, мм 303,5.

Тип первого местного сопротивления – задвижка.

Внутренний диаметр трубопровода перед датчиком, мм - 99,7.

2. Тип корректора – SEVC-D. Номер по Госреестру 13840-99.

Фирма-изготовитель – Шлюмберже.

Относительная погрешность коррекции объема $\delta_{Vк}$ ±0,5%.

Заводской №ЕР 010410. Дата последней поверки 30.08.2000 г.

Нормируемый диапазон измерений:

температуры газа от -20 до +50°С;
абсолютного давления от 2 до 10 бар.

Основная относительная приведенная погрешность:

канала измерений абсолютного давления ±0,3%;

канала измерений температуры ±0,1%.

Тип датчика температуры Pt 1000.

В соответствии с приложением Б МИ 2578-2003 и ПР50.2.019-96 технические и метрологические характеристики узла учета определяют с учетом допускаемого диапазона изменения состава природного газа и режимных показателей при эксплуатации узла учета, которые задает газоснабжающая организация в Московской области.

Диапазоны изменения параметров по рекомендациям ГУП "Мособлгаз":

- диапазон изменения абсолютного давления 1,8 ÷ 12,4 кг/см^2;

- диапазон изменения температуры – 10 ÷ +30^{0}С;

- диапазон изменения плотности в стандартных условия по сертификату Поставщика 0,676 ÷ 0,678 кг/м^3;

- договорные данные:

- плотность в стандартных условиях $(\rho_c)_n$ =0,676 кг/м^3 с относительной погрешностью $\delta(\rho_c)_n = \pm 2\%$

- молярные доли: диоксида углерода - 0,023% с относительной погрешностью ±5%; азота - 0,820% с относительной погрешностью ±5%.

Значения погрешностей узла учета в реальных условиях эксплуатации рассчитаны по ГОСТ 30319, рекомендаций ГУП "Мособлгаз" и по данным сертификата Поставщика на поставленный газ.

Заключение метрологической экспертизы

Таблица

Метрологические характеристики узла учета в реальных условиях эксплуатации в Московской области по приложению Б МИ 2578-2003

(диапазон изменения температуры газа от –20 до +50°С)

P_a, бар	Пределы относительной погрешности плотности, $\pm\delta\rho$, %	Пределы максимальной погрешности измерений объема за час			
		Расход от 20 до 80 м³/ч		Расход от 80 до 400 м³/ч	
		Пределы абсолютной погрешности, $\pm\Delta_{Vc}$, м³	Пределы относительной погрешности $\pm\delta_{Vc}$, %	Пределы абсолютной погрешности, $\pm\Delta_{Vc}$, м³	Пределы относительной погрешности $\pm\delta_{Vc}$, %
2	2,53	15,31	3,83	13,65	3,41
3	2,28	14,67	3,67	12,93	3,23
4	2,19	14,45	3,61	12,68	3,17
5	2,16	14,38	3,59	12,60	3,15
6	2,15	14,35	3,59	12,57	3,14
7	2,15	14,35	3,59	12,57	3,14
8	2,15	14,35	3,59	12,57	3,14
9	2,16	14,38	3,59	12,60	3,15
10	2,17	14,40	3,60	12,62	3,16

Относительная погрешность узла учета – $\delta_{Vc} = [\delta_{Vcч}{}^2 + \delta(\rho_c)_n{}^2 + \delta\rho]^{0,5}$, где погрешность счетчика с корректором – $\delta_{Vcч} = [\delta_{Vпп}{}^2 + \delta_{Vк}{}^2]^{0,5}$.

Погрешность плотности в рабочих условиях $\delta\rho$ определяют расчетом по ГОСТ30319 с применением метода расчета коэффициента сжимаемости по формулам GERG-91 модифицированный.

Абсолютная погрешность определена по формуле

$\Delta_{Vc} = 0,01 \cdot (V_c)_в \cdot \delta_{Vc}$.

М.П.

Начальник подразделения

“___” _____ 200 г.

Приложение В

РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА И АБСОЛЮТНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ЕГО ИЗМЕРЕНИЙ ЗА СУТКИ И ОТЧЕТНЫЙ ПЕРИОД И ПРИМЕРЫ СОСТАВЛЕНИЯ БАЛАНСА

(ПРИМЕРЫ)

ПРИМЕР В.1

В.1.1. Исходные данные (узел учета поставщика).

В.1.1.1 Состав информационных каналов (в соответствии с требованиями приложения А).

- Канал по измерениям температуры:

Первичный измерительный преобразователь -термометр сопротивления, ТСП, градуировка 100П, класс точности –В.

Вторичный прибор - ДИСК-250, диапазон измерений 0-50°С, класс точности по показаниям и записи 1,0. Дисковая диаграмма ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%. Планиметр пропорциональный ППр-1, основная приведенная погрешность ± 0,2%.

- Канал по измерениям давления:

Первичный измерительный преобразователя - преобразователь избыточного давления САПФИР 22М-ДИ, верхний предел измерений 0,6 МПа, основная приведенная погрешность - 1,0%.

Вторичный прибор - ДИСК-250, диапазон измерения 0-0,6 МПа, класс точности по показаниям и записи - 1,0. Дисковая диаграмма ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%. Планиметр пропорциональный ППр-1, основная приведенная погрешность ± 0,2%.

- Канал по измерениям перепада давления - преобразователь перепада давления САПФИР 22М-ДД 2410, верхний предел измерений 1 кПа, основная приведенная погрешность - 0,5% .

Вторичный прибор - ДИСК-250, верхний предел измерения 1,0 кПа, класс точности по показаниям и записи- 1,0. Дисковая диаграмма ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%. Планиметр пропорциональный ППр-1, основная приведенная погрешность ± 0,2%.

В.1.1.2. Установленное время в секторе τ_i (п.4.2), (см. табл. В.1а).

В.1.1.3. Средние абсолютное давление $(P_{абс})_i$, температура t_i и перепад давления Δp_i в секторе τ_i (п. 4.4) (см. табл.В.1а).

Таблица В.1а

№ п/п	τ_i , час	$(P_{абс})_i$, Па	t_i , град.С	Δp_i, Па
1	12	400000	14	950
2	8	450000	12	650
3	4	500000	10	150

В.1.1.4. Технические и метрологические характеристики измерительного комплекса из паспорта узла учета поставщика

Таблица В.2а

Перепад на СУ, Па	Расход в стандартных условиях, $м^3/ч$	Средний относит. расход, %	Измерения количества за час	
			Предел абс. погрешности Δ, $м^3$ ст. усл.	Предел относит. погр.δ, %
#1> 1000,0	1878,2....2099,5	100	21,5	1,08
800,00	1680,0....1878,0	89,45	19,5	1,10
650,00	1514,4....1692,9	80,63	18,0	1,12
500,00	1328,3....1484,8	70,72	16,6	1,18
350,00	1111,3....1242,3	59,17	15,4	1,31
250,00	939,20....1049,9	50,01	15,1	1,52
150,00	727,41....813,15	38,73	16,4	2,13
100,00	593,85....663,85	31,62	18,7	2,98
72,266	504,76....564,27	26,88	21,4	4,00
50,000	419,79....469,28	22,35	* 25,3	* 5,68
20,000	265,38....296,67	14,13	* 39,4	* 14
10,000	187,57....209,69	9,99	* 55,6	* 28
3,0000	102,63....114,72	5,46	* 101	* 43
2,1834	87,557....97,867	4,66	* 136	*>100

Значок с цифрой #1 означает границу начала действия преобразователя, значение верхнего предела измерения перепада которого указана справа от цифры; значок > отмечает заданный перепад давления; знак* указывает на область, где погрешность превышает допустимое значение.

В.1.1.5. Состав природного газа за сутки (в скобках приведена погрешность определения компонентного состава):

метан - 97,79 (2,1); этан - 0,14(4,3); пропан - 0,05(4,6);

н-бутан- 0,04(4,6); азот- 0,94(3,6); диоксид углерода - 1,04 (8,8).

Значение K_c=1.

В.1.1.6. Диаметр измерительного трубопровода при 20^0 С, D_{20}=200,00 мм.

В.1.1.7. Диаметр диафрагмы при 20^0 С, d_{20}= 98,555 мм.

В.1.1.8. Эквивалентная шероховатость трубопровода, $R_ш$ =0,22мм.

В.1.1.9. Материал: трубопровода - Сталь 25; диафрагмы- 12Х18Н10Т.

В.1.1.10. Межповерочный интервал $\tau_{пп}$, лет - 1.

В.1.2.1. Методика выполнения измерений объема природного газа за сутки.

В.1.2.1.1. Расчет объема природного газа и погрешности его измерения по секторам по алгоритмам, изложенным в ГОСТ 8.563.1-97 (раздел 5) или МИ 2588-2000 (раздел 7)

Результаты расчета за сутки приведены в табл.В.3а.

Таблица В.3а

№ сектора (из табл.В.1а)	1	2	3
Расход за время τ_i, q_o, м^3/ч ст.усл	1820,00	1604,04	817,086
Объем за время τ_i, V_i, м^3 ст.усл.	21839,8	12832,3	3268.34
$\delta_i = (\Delta V_i / V_i)$ 100%	1,08	1,11	2,11
$\Delta V_i = \delta_i V_i / 100$, м^3 ст.усл.	235,87	142,4	68,96

В.1.2.1.2. Расчет объема природного газа за сутки (по п.4.3)

$V_\Sigma = \Sigma V_i \approx 37940$ м^3 ст.усл.

В.1.2.1.3. Расчет абсолютной суточной погрешности узла учета (по п. 4.4)

$\Delta_{Vпс} = \Sigma \Delta V_i = 447{,}23 \approx 447$ м^3 ст.усл.

В.1.2.2. Исходные данные (узел учета потребителя)

В.1.2.2.1. Состав информационных каналов (в соответствии с требованиями приложения А).

- Канал по измерениям температуры:

- Термометр манометрический самопишущий, жидкостной типа ТЖС-711 с диапазоном измерений 0-50°С и классом точности по показанию и записи -2; Дисковая диаграмма по ГОСТ 7826-63 и абсолютной погрешностью хода диаграммы от синхронного микродвигателя ± 3 мин за 24 часа.

- Канал по измерениям давления:

- Манометр самопишущий избыточного давления. Например, манометр с трубчатой пружиной самопишущий типа МТС-711 с верхним пределом измерений избыточного давления $(P_u)_n$ = 6 кг/см^2, основной относительной приведенной погрешностью по показаниям и записи $\delta_l \approx 1{,}5\%$, линейной шкалой и диафрагменными дисками ДН250 (ГОСТ 7826-65) с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%. Планиметр пропорциональный ПП-1, допускаемая погрешность ± 0,2%.

Канал по измерениям перепада давления - дифманометр-расходомер ДСС-711-М1 с верхним пределом измерений по перепаду давления 10 кПа, с квадратичной шкалой по перепаду давления с классом точности по показаниям и записи- 1,5%. Дисковая диаграмма ДR -250 ГОСТ 7826-82 с оцифрованной линии отсчета от 0 до 100%. Планиметр пропорциональный ППр-1, допускаемая погрешность ± 0,2%.

В.1.2.2.2 Установленное время в секторе τ_l (п.4.2), (см. абл.В.1б).

В.1.2.2.3. Средние абсолютное давление $(P_{абс})_l$, температура t_l и перепад давления Δp_l в секторе τ_l (п. 4.4) (см. табл.В.1б).

Таблица В.1б

№ п/п	τ_l, час	$(P_{абс})_l$, кг/см^2	t_l, град.С	Δp_l, кПа
1	12	3,900	14	9,40
2	8	4,400	12	6,40
3	4	5,000	10	14,5

В.1.2.2.4. Технические и метрологические характеристики измерительного комплекса из паспорта на узел учета потребителя

Таблица В.2б

Перепад на СУ, КПа	Расход в стандартных условиях, $м^3/ч$	Средний относит. расход, %	Измерения количества за час	
			Предел абс. погрешности Δ, $м^3$ ст. усл.	Предел относит. погр.δ, %
#1> 10,000	1881,1....2102,6	100	23,1	1,16
8,000	1685,0....1883,4	89,57	21,6	1,21
6,500	1520,5....1699,5	80,83	20,5	1,27
5,000	1335,0....1492,1	70,97	19,8	1,40
3,500	1118,3....1249,8	59,44	19,8	1,67
2,500	945,68....1057,0	50,27	21,0	2,10
1,500	733,05....819,34	38,97	24,8	3,19
1,169	647,41....723,62	34,42	27,4	4,00
1,000	598,74 ..669,23	31,83	* 29,4	* 4,63
0,500	423,53....473,39	22,51	* 40,7	* 9,08
0,200	267,92....299,46	14,24	* 64,0	* 22,6
0,100	189,46....211,77	10,07	* 90,4	* 45,1
0,030	103,78....116,00	5,52	* 165	*>100

Значок с цифрой #1 означает границу начала действия преобразователя, значение верхнего предела измерений перепада которого указана справа от цифры; значок > отмечает заданный перепад давления; знак*- указываст на область, где погрешность превышает допускаемое значение.

В.1.2.2.5. Состав природного газа за сутки (в скобках приведена погрешность определения компонентного состава):

метан - 97,79 (2,1); этан - 0,14(4,3); пропан - 0,05(4,6);

н-бутан- 0,04(4,6); азот- 0,94(3,6); диоксид углерода - 1,04 (8,8).

Значение $К_с$=1.

В.1.2.2.6. Диаметр измерительного трубопровода при 20^0С, D_{20}=200,00 мм.

В.1.2.2.7. Диаметр диафрагмы при 20^0 С, d_{20}= 56,857 мм.

В.1.2.2.8. Эквивалентная шероховатость трубопровода, $R_ш$=0,22 мм.

В.1.2.2.9. Материал: трубопровода - Сталь 25;
диафрагмы- 12Х18Н10Т.

В.1.2.2.10. Межповерочный интервал $\tau_{пп}$ - 1 год.

В.1.2.3. Методика выполнения измерений объема природного газа за сутки

В.1.2.3.1. Расчет объема природного газа и погрешности его измерений по секторам по алгоритмам, изложенным в ГОСТ 8.563.1-97 (раздел 5) или МИ 2588-2000 (раздел 7)

Результаты расчета за сутки приведены в табл.В.3б.

Таблица В.3б

№ сектора (из табл.В.1б)	1	2	3
Расход за время τ_i, q_0, м^3/ч ст.усл	1790,38	1594,56	817,670
Объем за время τ_i, V_i, м^3 ст.усл.	21484,5	12756,5	3270.68
$\delta_i = (\Delta V_i / V_i)\ 100\%$	1,19	1,26	3,19
$\Delta V_i - \delta_i V_i / 100$, м^3 ст.усл.	255,67	160,73	104,33

В.1.2.3.2. Расчет объема природного газа за сутки (по п.4.3)

$V_{\Sigma} = \Sigma V_i \approx 37509$, м^3 ст.усл.

В.1.2.3.3 Расчет абсолютной суточной погрешности узла учета

$\Delta_{Vnm} = \Sigma \Delta V_i \approx 521$, м^3 ст.усл.

В.1.2.3.4. Расчет предельной суммарной абсолютной погрешности

$(\Delta_{\Sigma})_{don} = \Delta_{Vnm} + \Delta_{Vnc} = 968$, м^3 ст.усл.

В.1.3. Расчет величины небаланса

$\Delta V_{нб} = V_{nc} - V_{nm} = 431$, м^3 ст.усл.

В.1.4. Определение корректирующего коэффициента потребителя (α=1)

$k_{nm} = 1 + \{\Delta_{Vnm} / [\Delta_{Vnm} + \Delta_{Vnc}]\}\ \Delta V_{нб} / V_{nm} = 1{,}00618$.

В.1.5. Объем учитываемого газа потребителя за сутки

$(V_{nm})_y = k_{nm} V_{nm} = 37740{,}81$ м^3 в ст.усл.

В.1.6. Формирование результата учитываемого объема

1) Относительная погрешность определения объема δ_{nm}

$\delta_{nm} = \Delta_{Vnm}\ 100 / V_{nm} = 1{,}39\%$.

2) Количество значащих цифр по формуле 8.1 ГОСТ 8.563.2.-97
$N=4-lg\ (2*K*\delta) = 4-lg(2*3*1,39)=4-0,921=3,08$.

3) После округления получаем $N=3$.

4) Результат по объему $(V_{nm})_y = 37700$ м^3 в ст.усл.

В.1.7. Проверка сходимости баланса

В.1.7.1. Определение корректирующего коэффициента поставщика($\alpha=1$)

$k_{nc} = 1 - \{\Delta_{Vnc} /[\Delta_{Vnm} + \Delta_{Vnc}]\}\ \Delta V_{пб} / V_{nc} = 0,99475$.

В.1.7.2. Объем учитываемого газа поставщика за сутки
$(V_{nc})_y = k_{nc} V_{nc} = 37740,82$ м^3 в ст.усл.

В.1.7.3. Формирование результата учитываемого объема.

1) Относительная погрешность определения объема δ_{nc}
$\delta_{nc} = \Delta_{Vnc}\ 100 / V_{nc} = 1,18\%$.

2) Количество значащих цифр по формуле 8.1 ГОСТ 8.563.2.-97
$N=4-lg\ (2*K*\delta) = 4-lg(2*3*1,18)=4-0,850=3,15$.

3) После округления получаем $N=3$.

4) Результат по объему $(V_{nc})_y = (V_{nm})_y = 37700$ м^3 в ст.усл.
Баланс сходится к нулю.

ПРИМЕР В.2
Контрольный пример по сведению баланса на УСГР с ГРС Егорьевск

В.2.1.Формируем исходную информация о составе УСГР с ГРС Егорьевск в январе 2002 года.

В.2.2.Поправки на изменение состава природного газа за январь 2002 г. равны (формулы 1а и 1б п.4.3.2)

K_c=0,68/0,676 = 1,0059.

K_z=1.

В.2.3. В таблице В.2.1. приведены составы каналов по верхнему пределу измерений разности давлений или верхний предел измерений расхода и тип счетчика (столбец 3), состав канала по измерениям избыточного или абсолютного давления на входе в первичный измерительный преобразователь (ПИП) (столбец 4) и канал измерений температуры (столбец 5). Эта информация является выпиской из паспортов на ИК или метрологической экспертизы счетчиков, которые выполнены в полном объеме в соответствии с требованиями ПР 50.2.022-99 для ИК со счетчиками и данными метрологической экспертизы в соответствии с рекомендациями приложения Б (п.Б.6).

В.2.4. На втором этапе внедрения МИ 2578-2000 решают вопрос о выборе методики выполнения измерений в реальных условиях эксплуатации. В данном случае используют рекомендации раздела 4.3.

В.2.5. В таблице В.2.2. приведены исходные данные и результаты сведения баланса в ГРС Егорьевск в январе 2002 г.

В столбце 1 приведен номер ИК, соответствующий столбцу 2 таблицы В.2.1. В столбце 2 приведены значения объема, соответствующего данным показания ИК V_n, соответствующие объему фиксированного природного газа.

Если учет ведут по производительности газогорелочных устройств $(V_{пггу})_{бач}$, что связано с погрешностью измерений объема в реальных условиях эксплуатации ИК, превышающей 5%, значения объема фиксированного газа V_n, объема реального газа $(V_c)_{изм}$, рас-

считанного по формуле (3) (столбец 3), и предела абсолютной погрешности измерений объема $(\Delta_{Vc})_{изм}$ по рекомендациям, изложенным в приложении Б (пп.Б1 и Б2) (столбец 4), равны нулю.

Значения объема, на которые скорректированы результаты измерений $(\Delta_{Vc})_{скор}$, представлены в столбце 5. Значения

$(\Delta_{Vc})_{скор}=(V_{пт})_{iy}-(V_{ci})_{изм}$,

где $(V_{пт})_{iy}$ – результаты учета, представленные в столбце 8. Их вычисляют по формуле (9)

$(V_{пт})_{iy} = k_{пт i}\,(V_{пт})_i$.

Таблица В.2.1.Состав УСГР ГРС Егорьевск

Наименование юридического лица	№	ПИП(dPв или qв, кл точности)	Ри	t
1	2	3	4	5
Поставщик ГРС Егорьевск		Суперфлоу(0,63кг/см2, 0,5%)	МТП, 7 кг/см2	1СМ -20-+50
Потребители с приборным учетом				
ОАО завод АТИ	1	СУ,Сапфир,Диск(0,16 ат, 1,5%)	МТС,4кг/см2, 1,5%	0+100,Диск
ОАО завод "Комсомолец" кот	2	СУ,ДСС(6,3 кПа, 1,5%)	ДСС,6кг/см2, 1,5%	ТГС,-50+50
ОАО завод "Комсомолец" ГРП	3	СГ16М-400	МТС,4кг/см2, 1,5%	-50+50
ЗАО МД "Адамантан-мебель"	4	РГ-250(РД)	ТДЖ,4кПа, 1,5%	0+100
АООТ "Любава-2"	5	РГ-400(РД)	ТДЖ,4кПа, 1,5%	0+100
АООТ "Любава-2"	6	РГ-600(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,2,5%	-30+60
ОАО фабрика пластмасс	7	РГ-100(РД)	НМ,4кПа, 1,5%	0+100
ОАО обувная фабрика	8	СГ16М-400	МТС,2кг/см2, 1,5%	-50+50
ОАО ХБК кот №1	9	СУ,ДМ,КСД2(0,25ат, 1,5%)	КСД2,4кг/см2, 1%	КСМ2-50+50
кот Меланжевой фабрики	10	СУ,ДМ,КСД2(0,016 ат, 1,5%)	КСД2,0,04кг/см2,1%	КСМ2-50+50
ОАО 'Красная звезда"	11	РГ 400(РД)	ОБМ,1кг/см2, 2,5%	-30+50
ОАО "Красная лента"	12	РГ-400(РД)	U об,200ммHg,1,5%	0+200
ЗАО хлебокомбинат	13	TZ-G250+корр STVS-D	Ра,0,3%+корр ,0,5%	0,1%
ОАО пиво-безалк Завод	14	РГ-100(2шт) //	U-об,260ммHg,1,5%	-10+70
АООТ "Русь-2"	15	РГ-600(РД)	U-об,400ммHg,1,5%	0+60
27 ДОК КЭУ МВО	16	РГ-1000(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	0+200
111 Егорьевский "Автодор" кот	17	РГ-1000(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	0+200
111 Егорьевский "Автодор" АБЗ		РГ-600 РГ-600	ОБМ,1кг/см2,1,5%	0+200
АОЗТ Автоколонна 1416	18	РГ-400(РД)	U-об,320ммHg,1,5%	0+150
ОП Автоколонна 1796	19	СГ16М-400	МПЗ, 2,5 ат, 1,5%	-40+50
ЗАО Егорьевская СХТ	20	СУ,ДМ,КСД2(0,16 ат, 1%)	МТС,6 кг/см2, 1%	КСМ3-50+50

Егорьевское ДРСУ	21	РГ-250,РГ-600(2)	U-об,3100 Па, 1,5%	10+400
МУП ПТО ГХ кв кот ДКВР	22	СУ,ДМ,КСД2(0,16 ат, 1%)	МТС,6 кг/см2, 1%	КСМ2-50+50
МУП ПТО ГХ кв кот ПТВМ	23	СУ,ДМ,КСД2(0,25 ат, 1%)	МТС,6 кг/см2, 1%	КСМ2 50+50
МУП ПТО ГХ кот 5-8 мик-на	24	СГЭК16М-2500(2) кор , 0,5%	Ра,7,5 бар, 0,3%	0,1%
МУП ПТО ГХ кот Больничного к-са	25	СУ,ДМ,КСД2(0,25 ат, 1%)	МТС,6 кг/см2, 1%	КСМ3 50+50
МУП ПТО ГХ котельная ЕМЗ	26	СУ,ДМ,КСД2(0,25 ат, 1%)	МТС,4 кг/см2, 1%	КСМ3-25+25
МУП ПТО ГХ кот ул Ленинская	27	СУ,ДМ,КСД2(0,25 ат, 1%)	МТС,4 кг/см2, 1%	КСМ3-50+50
МУП ПТО ГХ кот ул Жукова гора	28	РГ-400(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот ул Почаевская	29	РГ-250(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот ул Пролетарская	30	РГ-600(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	-40+50
МУП ПТО ГХ кот Верхне-прудная	31	РГ-250(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,1,5%	-40+50
МУП ПТО ГХ кот ул Гражданская	32	РГ-600(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот ул Островского	33	РГ-400(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот Прачечной	34	РГ-250(РД)	U-об,260ммHg,1,5%	-20+60
МУП ПТО ГХ кот Бани	35	РГ-250(РД)	МПТ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот медсклады	36	РГ-400(РД)	ОБМ,1кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот ул Владимирская	37	РГ-250(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот Авиатех-кол-джа	38	РГ-600(РД)	ОБМ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МУП ПТО ГХ кот ул Бронницкая	39	РГ-250(РД)	МПТ,0,6кг/см2,1,5%	-4+50
МПХО "Радуга"	40	РГ-100(РД)	U-об,250ммHg,1,5%	0+60
ЗАО "ТЕХОС"	41	СУ,ДСС-711(0,063 ат,1%)	МТС,10 кг/см2, 1%	КСМ2-50+50
ЗАО АП "Кристалл"	42	СГЭК16М-400,кор 0,5%	Ра, 2 кг/см2, 0,4%	-20+50,0,1%
МУП "Новь" кот п Селиваниха	43	РГ-600(РД)	ОБМ,1кг/см2,2,5%	0+200
МУП "Новь" кот д Иваново	44	СГ16М-400	ОБМ,1кг/см2,2,5%	0+100
МУП "Алникс"	45	СУ,ДМ,КСД2(0,25ат,1%)	МТС, 6 кг/см2,1%	КСП3-50+50
ООО "Время"	46	СГЭК16М-1000 кор 0,5%	Ра, 7,5 бар, 0,4%	-20+50,0,1%

Таблица В.2.2. Исходные данные и результаты сведения баланса УСГР ГРС Егорьевск в январе 2002 года

№ ИК	$V_п$	$(V_д)_{изм}$	$(\Delta V_д)_{изм}$	$(\Delta V_д)_{стор}$	$(\delta V_д)_{изм}$	$k_{пит}$	$V_и$	$(V_{пер})_{доп}$
	тыс м^3	тыс м^3	тыс м^3	тыс м^3	%	Б р	тыс м^3	тыс м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0,00	0,00	1	700	700
2	886,611	884	34,12	7,56	3,86	1,0086	892	0
3	0	0	0	0,00	0,00	1	10	10
4	90,000	90,533	2,927	0,65	3,23	1,0072	91	0
5	43,001	43,255	1,511	0,33	3,49	1,0077	44	0
6	130,001	130,77	4,958	1,10	3,79	1,0084	132	0
7	21,000	21,124	0,684	0,15	3,24	1,0072	21	0
8	83,004	83,495	3,239	0,72	3,88	1,0086	84	0
9	1072,2	1069	38,48	8,53	3,60	1,008	1078	0
10	1457,3	1453	61,32	13,59	4,22	1,0094	1467	0
11	0	0	0	0,00	0,00	1	31	31
12	59,001	59,35	2,077	0,46	3,50	1,0078	60	0
13	196,000	197,16	7,806	1,73	3,96	1,0088	199	0
14	33,000	33,195	1,073	0,24	3,23	1,0072	33	0
15	0	0	0	0,00	0,00	1	44	44
16	232,000	233,37	7,545	1,67	3,23	1,0072	235	0
17	0	0	0	0,00	0,00	1	46	46
18	55,001	55,326	1,933	0,43	3,49	1,0077	56	0
19	65,000	65,385	2,942	0,65	4,50	1,01	66	0
20	0	0	0	0,00	0,00	1	382	382
21	29,000	29,172	1,019	0,23	3,49	1,0077	29	0
22	0	0	0	0,00	0,00	1	1484	1484
23	2922,61	2914	90,33	20,02	3,10	1,0069	2934	0
24	2605,19	2620,6	84,72	18,78	3,23	1,0072	2639	0
25	0	0	0	0,00	0,00	1	223	223
26	0	0	0	0,00	0,00	1	289	289
27	493,88	496,8	17,88	3,96	3,60	1,008	501	0
28	70,000	70,414	2,277	0,50	3,23	1,0072	71	0
29	45,001	45,267	1,475	0,33	3,26	1,0072	46	0
30	83,002	83,493	3,757	0,83	4,50	1,01	84	0
31	96,001	96,569	3,823	0,85	3,96	1,0088	97	0
32	249,007	250,48	10,96	2,43	4,38	1,0097	253	0

33	64,000	64,379	2,608	0,58	4,05	1,009	65	0
34	0	0	0	0,00	0,00	1	11	11
35	63,000	63 373	2,049	0,45	3,23	1,0072	64	0
36	63,000	63,373	2,645	0,59	4,17	1,0092	64	0
37	45,0013	45,267	1,876	0,42	4,14	1,0092	46	0
38	272,001	273,61	11,22	2,49	4,10	1,0091	276	0
39	36,00	36,213	1,512	0,34	4,18	1,0093	37	0
40	0	0	0	0,00	0,00	1	7	7
41	169,00	168,5	5,561	1,23	3,30	1,0073	170	0
42	0	0	0	0,00	0,00	1	32	32
43	230,00	231,36	8,328	1,85	3,60	1,008	233	0
44	67,002	67,398	3,202	0,71	4,75	1,0105	68	0
45	299,73	301,5	14,77	3,27	4,90	1,0109	305	0
46	577,03	580,44	18,84	4,18	3,25	1,0072	585	0
		12921,17	Сумма $(V_c)_{изм}$,тыс м^3				16284	3258,5
		5202	Население, тыс м^3				5202	
		212	Комбыт , тыс м^3				212	
		21593,67	Сумма ГРО ,тыс м^3				21698	
		21696	Поставщик $V_{пс}$,тыс м^3				21696	
		102,329	Небаланс $\Delta V_{нб}$,тыс м^3				2	

Значения объема, на которые скорректированы результаты измерений $(\Delta_{Vc})_{скор}$, представлены в столбце 5. Значения получены по формуле

$(\Delta_{Vc})_{скор} = (V_{пт})_{iy} - (V_c)_{изм}$,

где $(V_{пт})_{iy}$– результаты учета, представленные в столбце 8. Их вычисляют по формуле (9)

$(V_{пт})_{iy} = k_{пт i} (V_{пт})_i$,

где корректирующий коэффициент (столбец 7), отражающий наличие погрешности в показаниях ИК потребителей, определяют по формуле

$k_{пт i} = 1 + A_{грс} \delta_{пт i} / 100$.

Значение постоянной ГРС рассчитывают по формуле (8)

$$A_{грс}=\Delta V_{нб}/\sum_{i}(\Delta_{Vnm})_i=102{,}33/459{,}47=0{,}2227.$$

Значения относительной погрешности $\delta_{nmi} = (\Delta_{Vnm})_i \ 100/(V_{nm})_i$ приведено в столбце (6),%; $(\Delta_{Vnm})_i$ – абсолютная погрешность i-того ИК за отчетный период (столбец 4), тыс. м^3.

В.2.6. Проводят проверку по п.4.5.4. отсутствия в небалансе части объема бесприборного контроля, который распределяют между участниками приборного контроля.

Выполняем рекомендации п.4.5.4.1.Проверку осуществляют при значении небаланса

$$(\Delta V_{нб})_1 = 0{,}25\sum_{i}(\Delta_{Vnm})_i=0{,}25*459{,}47=114{,}87 \text{ тыс. м}^3.$$

Варьируя значения α от 1 до 2 и анализируя значения $max(k_{nm})_i$, получаем, что минимальное значение максимального коэффициента равно

$min\{max(k_{nm})_i\}= 1{,}011194$ при $\alpha = \alpha_{опт}=1{,}105$.

Решаем задачу определения максимального значения небаланса, в котором значение объема бесприборного контроля не содержит объема, который распределяют между участниками приборного контроля (по п.4.5.4.2).

Фиксируем значение $\alpha = \alpha_{опт} =1{,}105$, которое подставляем в формулу (11) и варьируем значение $(\Delta V_{нб})_j$. В результате получаем $(\Delta V_{нб})_j^k=(V_{нб})_{доп} = 415{,}767$ тыс. м^3, при котором условие (12) выполнено с точностью $1{,}3\ 10^{-5}$.

В.2.7. По формуле (13) имеем $(V_{бу})_{доп} = 4888{,}562$ тыс.м^3, что меньше $V_{бу} =5202$ тыс.м^3 и баланс сведен в допускаемой области, не требующей коррекции $V_{бу}$.

Приложение Г

ФОРМИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УЧИТЫВАЕМОГО КОЛИЧЕСТВА МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ УЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Г.1. Порядок представления результата

Г.1.1. Результаты формируют на основе формулы (8.1) ГОСТ 8.563.2-97:

- задают относительную погрешность определения объема, равную величине $\delta = Z$;

- считают количество значащих цифр по формуле 8.1 ГОСТ 8.563.2.-97 (К - числовое значсние первой значащей цифры учитываемого числа) $N=4-\lg(2*K*\delta)$;

- округляют число N по правилам, изложенным в СТ СЭВ 543-77.

Если необходимо оценить величину относительной погрешности по известному количеству значащих цифр, формулу (8.1) ГОСТ 8.563.2-97 приводят к виду

$$\delta = (0,5/K)\ 10^{4-N} \qquad (Г.1)$$

При этом:

- определяют значение К как величину первой значащей цифры величины, погрешность которой оценивают;

- число N считают равным количеству значащий цифр у величины, погрешность которой оценивают;

- проводят расчет относительной погрешности по формуле (Г.1);

- округляют полученный результат до двух значащих цифр в соответствии с рекомендацией МИ 1317-86.(правила округления изложены в СТ СЭВ 543-77).

Пример. Требуется оценить относительную погрешность определения плотности в стандартных условиях δ_ρ, если дано численное значение этой величины $\rho_c = 0,679$ кг/м^3.

Величина первой значащей цифры К = 6.

Число значащих цифр N=3.

Расчет величины относительной погрешности плотности в стандартных условиях по формуле (Г.1)

$\delta_\rho = (0,5/K)\ 10^{4-N} = (0,5/6)\ 10^{4-3} = 0,8333333.$

Округление результата расчета до двух значащих цифр

$\delta_\rho = 0,83\%$.

Г.2. Правила записи чисел по СТ СЭВ 543-77

Г.2.1. Значащие цифры данного числа - все цифры от первой слева, не равной нулю, до последней справа. При этом нули, следующие из множителя10, не учитывают.

Примеры.

1.Число 12,0 имеет три значащие цифры.

2.Число 30 имеет две значащие цифры.

3.Число 120 10^3 имеет три значащие цифры.

4.Число 0,514 10^1 имеет три значащие цифры.

5.Число 0,0056 имеет две значащие цифры.

Г.2.2. Если необходимо указать, что число является точным, после числа указывают слово "точно" или последнюю значащую цифру печатают жирным шрифтом. Например, в печатном тексте: 1 кВт ч = 3600 Дж (точно).

Г.2.3. Различают записи приближенных чисел по количеству значащих цифр.

Примеры.

1. Различают числа 2,4 и 2,40. Запись 2,4 означает, что верны только целые и десятые доли, истинное значение числа может быть, например, 2,43 и 2,38. Запись 2,40 означает, что верны и сотые доли: истинное значение числа может быть 2,403 и 2,398, но не 2,41 и не 2,382.

2. Запись 382 означает, что все цифры верны: если за последнюю цифру ручаться нельзя, то число должно быть записано $3{,}8*10^2$.

3. Если в числе 4720 верны лишь две первые цифры, оно должно быть записано $47*10^2$ или $4{,}7*10^3$.

Г.2.4. Число, для которого указывают допустимое отклонение, должно иметь последнюю значащую цифру того же разряда, как и последняя значащая цифра отклонения.

Примеры.

1. Правильно: 17,0 ± 0,2 . Неправильно: 17 ± 0,2 или 17,00 ± 0,2.

2. Правильно: 12, 13 ± 0,17. Неправильно: 12,13± 0,2 .

3. Правильно: 46,40 ± 0,15. Неправильно: 46,4 ± 0,15
или 46,402 ± 0,15.

Г.2.5. Числовые значения величины и ее погрешности (отклонения) целесообразно записывать с указанием одной и той же единицы величины.

Например, 80,555 ±0,002 кг.

Г 2.6. Интервалы между числовыми значениями величин целесообразно записывать: от 60 до 100, свыше 120 до 150.

Г.3. Правила округления чисел по СТ СЭВ 543-77.

Г.3.1 Округление числа представляет собой отбрасывание значащих цифр справа до определенного разряда с возможным изменением цифры этого разряда.

Г.3.2. В случае, если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) менее 5, то последнюю сохраняемую цифру не меняют.

Пример. Округление числа 12,23 до трех значащих цифр дает 12,2.

Г.3.3. В случае, если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) равна 5, то последнюю сохраняемую цифру увеличивают на единицу.

Пример. Округление числа 0,145 до двух цифр дает 0,15.

Примечание. В тех случаях, когда следует учитывать результаты предыдущих округлений, поступают следующим образом.

Если отбрасываемая цифра получена в результате округления в меньшую сторону, то последнюю оставшуюся цифру увеличивают на единицу (с переходом при необходимости в следующие разряды).

Пример. Округление числа 0,25 (полученного в результате предыдущего округления числа 0,252) дает 0,3.

Г.3.4. В случае, если первая из отбрасываемых цифр (считая слева направо) более 5, то последнюю сохраняемую цифру увеличивается на единицу.

Пример. Округление числа 0,156 до двух значащих цифр дает 0,16.

Г.3.5. Округление выполняют сразу до желаемого количества значащих цифр, а не по этапам.

Пример. Округление числа 565,46 до трех значащих цифр дает 565.

Г.3.6. Целые числа округляют по тем же правилам, что и дробные.

Пример. Округление числа 23456 до двух значащих цифр дает $23*10^3$.

Приложение Д

ПЛАНИМЕТРЫ

Выписка из руководства по эксплуатации гД4. 004. 000 РЭ

Д.1. Назначение

Планиметры предназначены для обработки записи измеряемой величины на диаграммных дисках регистрирующих приборов типа ДR по ГОСТ 7826-82.

Посредством пропорциональных планиметров ППр1, ППр-2 определяют среднее значение радиуса записи.

Посредством корневых планиметров ПК-1, ПК-2, ПК-3 определяют среднее значение корня квадратного из радиуса записи.

Планиметры предназначены для работы в помещениях с температурой от 10 до 35°С и относительной влажности 80%.

Д.2. Технические данные

Д.2.1. Основные параметры и размеры указаны в таблице Д.1.

Таблица Д.1

Тип	Радиус окружности линии отсчета измеряемого параметра, мм		Радиус линии отсчета времени, мм	Габаритные размеры, мм не более	Масса, кг не более
	начальный	конечный			
ПК-2	22,5	115	170	127x110x26	0,25
ППр-1				140x135x26	0,28
ПК-1	22,5	115	110	127x110x26	0,25
ПК-3	28,75	135	133	144x110x26	0,27
ППр-2				140x135x26	0,28

Д.2.2. Цена деления барабана планиметров, об: 0,01.

Д.2.3. Цена деления лимба планиметров, об: 1.

Д.2.4. Пределы допускаемой основной приведенной погрешности для различных радиусов окружностей линии отсчета при температуре окружающей среды (20±2)°С указаны в таблице Д.2.

Таблица Д.2

Планиметры пропорциональные				Планиметры корневые			
Номер точки на линейке	Радиус окружности линии отсчета измеряемого параметра R, % об Максимального значения	Нормирующее значение, соответствующее одному обороту по данному радиусу, деления лимба	Предел допускаемой основной приведенной погрешности, %	Номер точки на линейке	Радиус окружности линии отсчета измеряемого параметра R, % об Максимального значения	Нормирующее значение, соответствующее одному обороту по данному радиусу, деления лимба	Предел допускаемой основной приведенной погрешности, %
1	10	1		1	9	2,25	
2	20	2		2	16	3,00	±0,3
3	30	3		3	25	3,75	
4	40	4					
5	50	5					
6	60	6	±0,2				
7	70	7					
8	80	8					
9	90	9					
10	100	10					
				4	36	4,50	
				5	49	5,25	
				6	64	6,00	±0,2
				7	81	6,75	
				8	100	7,50	

Д.2.5. Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды: ±0,8% на каждые 10°С.

Д.3. Устройство и принцип работы

Д.3.1. Планиметры представляют собой плату с направляющим пазом, на котором винтами неподвижно закреплено основание, представляющее собой счетный механизм.

Плата имеет иглу, поводок, две ножки с полированными сферическими поверхностями.

Начало направляющего паза и поводок с иглой находятся на одной плоскости, перпендикулярной плоскости барабана.

Счетный механизм включает в себя отсчетный барабан с червяком и барабаном, имеющим 100 равных делений, оцифрованных через каждые 10 делений.

Д.3.2. Для отсчета числа оборотов барабана через червячную передачу с передаточным числом 1:10 его обороты передаются червячному колесу и лимбу, имеющему 10 оцифрованных делений, установленному перпендикулярно плоскости вращения отсчетного барабана. Отсчет по лимбу проводят по риске на скобе, отсчет по барабану -- по риске на секторе, укрепленном на основании.

Д.3.3. Положение основания фиксируют на плате двумя штифтами после продольной регулировки и фиксации положения отсчетного барабана винтами.

Планиметры по принципу работы принадлежат к типу катучих математических приборов, т.е. при планиметрировании диаграммный диск неподвижен, а планиметр обводят вокруг кнопки, размещенной в центре диаграммного диска, таким образом, чтобы игла не отклонялась вдоль линии записи.

Д.3.4. Направляющие паза планиметров имеют криволинейную форму и профиль их выполнен таким образом, что при повороте планиметра на 360° число оборотов барабана счетного механизма в пропорциональных планиметрах пропорционально среднему значению радиуса записи в процентах, а в корневых планиметрах – среднему значению корня квадратного из радиуса записи в процентах от верхнего предела.

ПОРЯДОК РАСЧЕТА АБСОЛЮТНОЙ ПОГРЕШНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАСПОРТНЫХ ТАБЛИЧНЫХ ДАННЫХ НА УЗЕЛ УЧЕТА

При определении значения абсолютной погрешности узла учета Δ_V с помощью таблицы при промежуточном значении перепада давления ΔP используют формулу для линейной интерполяции данных

$$\Delta_V = \Delta_{V1} + [(\Delta_{V2} - \Delta_{V1})/(\Delta P_2 - \Delta P_1)] \times (\Delta P - \Delta P_1), \qquad (Е.1)$$

где ΔP_2 и ΔP_1 – ближайшие к ΔP в таблице большее и меньшее значения перепада давления, Δ_{V2} и Δ_{V1} – соответствующие им значения абсолютной погрешности.

Пример. Найти значение абсолютной погрешности по данным табл. Б.2а (см. Приложение Б) при перепаде давления ΔP=721 Па.

Ближайшее большее значение ΔP_2=800 Па, ближайшее меньшее значение ΔP_1=650 Па.

Абсолютная погрешность, соответствующая ΔP_2, Δ_{V2}= 19,5 м^3.

Абсолютная погрешность, соответствующая ΔP_1, Δ_{V1}= 18,0 м^3.

Абсолютная погрешность, соответствующая ΔP, по формуле (Е.1) равна 18,7 м^3.

gost.e-ecolog.ru