Министерство топлива и энергетики Российской Федерации

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО В КОТЕЛ, НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.11.315-92

СПО

ОРГРЭС
Москва 1994

gost.e-ecolog.ru

Министерство топлива и энергетики Российской Федерации

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО В КОТЕЛ, НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.11.315-92

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1994

РАЗРАБОТАНО предприятием "Сибтехэнерго" фирмы ОРГРЭС
ИСПОЛНИТЕЛИ К.В. Ананьин, Н.В. Камарин, В.И. Нечаев
СОГЛАСОВАНО ГОМС электроэнергетической отрасли 28.12.92 г.
Главный метролог Б.Г. Тиминский

УТВЕРЖДЕНО Управлением научно-технического развития корпорации "Росэнерго" 30.12.92 г.
Начальник А.П. Берсенев

© СПО ОРГРЭС, 1994

Подписано к печати 20.03.94 Формат 60×84 1/16
Печать офсетная Уч.-изд. л. 1,5 Усл.печ.л. 1,4 Тираж 650 экз.
Заказ № 25/94 Издат № 93125

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д. 15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6
Сверстано на ПЭВМ

УДК 681.2

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО В КОТЕЛ, НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 34.11.315-92

Вводится в действие
с 01.04.94 г.

Настоящая Методика разработана в соответствии с [1] и [2].

Методика устанавливает порядок выполнения измерений расхода природного газа, подаваемого в котел на тепловых электростанциях и является обязательной для персонала и проектных организаций.

С выходом настоящей Методики отменяется "Методика выполнения измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, на тепловых электростанциях". МТ 34-70-016-87 (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

В Методике приняты следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом

ИВК — информационно-вычислительный комплекс

ИП — измерительный преобразователь

РСИ — регистрирующее средство измерений

СИ — средство измерений

СУ — сужающее устройство

ТЭП — технико-экономические показатели

ТЭС — тепловая электростанция

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

1.1. Настоящая Методика предназначена для использования при организации и выполнении измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, на ТЭС.

1.2. Методика устанавливает требования к методам и средствам измерений, алгоритмы подготовки и проведения измерений и обработки результатов измерений.

1.3. Методика обеспечивает получение достоверных количественных показателей точности измерений в стационарном режиме

работы энергооборудования при вероятности P=0,95 и устанавливает способы их выражения.

1.4. Согласно [3] устанавливают значение нормированной приведенной погрешности измерения расхода природного газа, подаваемого в котел, 1,6% для оперативного контроля и расчета ТЭП работы оборудования.

1.5. Настоящая Методика должна удовлетворять требованиям [4].

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМОМ ПАРАМЕТРЕ И УСЛОВИЯХ ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. Номинальное значение измеряемого параметра, в зависимости от типов котлов, находится в диапазоне 20-320000 $м^3/ч$.

2.2. В соответствии с [5] требуется постоянное измерение и регистрация данного параметра. Результаты измерений расхода природного газа используются для расчета ТЭП.

2.3. Измерения расхода природного газа должны выполняться на прямолинейном участке газопровода перед отсечным клапаном (регулирующим клапаном) и после первого запорного устройства ввода газопровода к котлу.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ И СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Метод измерений расхода природного газа основан на косвенных измерениях расхода по перепаду давления, создаваемого СУ в трубопроводе.

3.2. При измерении расхода природного газа необходимо проводить измерения параметров его состояния (давления, температуры).

3.3. В зависимости от степени автоматизации процесса измерения и обработки полученных результатов, типа используемых СИ применяются два варианта компоновки измерительных систем:

— децентрализованная система контроля с использованием локальных приборов (рис. 1);

— централизованная система контроля с использованием средств вычислительной техники (рис. 2).

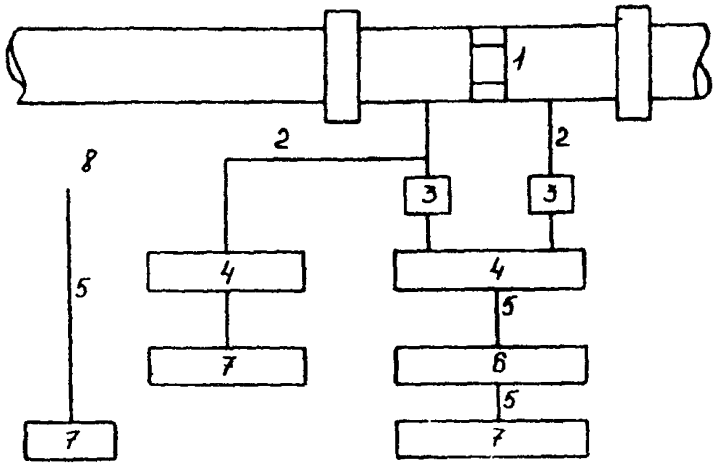

Рис. 1. Структурная схема измерительной системы с использованием локальных РСИ
(децентрализованная система):

1 — СУ в газопроводе; 2 — соединительные линии; 3 — отстойные сосуды; 4 — измерительный преобразователь; 5 — линии связи; 6 — блок извлечения корня; 7 — РСИ; 8 — термопреобразователь

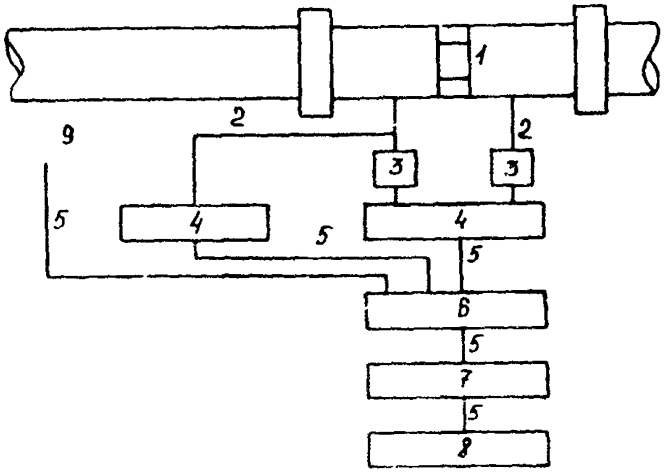

Рис. 2. Структурная схема измерительной системы с использованием ИИС и ИВК АСУ ТП
(централизованная система):

1 — СУ в газопроводе; 2 — соединительные линии; 3 — отстойные сосуды; 4 — измерительный преобразователь; 5 — линии связи; 6 — измерительная подсистема; 7 — вычислительная подсистема (ИВК АСУ ТП); 8 — средство представления информации; 9 — термопреобразователь

3.4. Типы и метрологические характеристики СИ, входящих в децентрализованную систему контроля, приведены в рекомендуемом приложении 1

При централизованной системе контроля технические средства АСУ ТП индивидуальны

4. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. При организации выполнения измерений расхода природного газа должны соблюдаться условия по монтажу и установке СИ, входящих в измерительные системы (см. рис. 1, 2).

4.1.1. При проектировании, изготовлении и установке СУ должны выполняться требования [4], [5], ОСТ 34-42-80.

Сужающие устройства должны устанавливаться в газопроводах в месте, где параметры измеряемой среды соответствуют расчетным (заданным в опросных листах на заказ расходомеров)

4.1.2. При прокладке импульсных линий должны выполняться требования [4] и СНиП 3.05.07-85 "Системы автоматизации".

4.1.3. При приемке в эксплуатацию систем контроля расхода ПГ должны выполняться требования [6].

4.2. Средства измерений, технические средства, входящие в измерительные системы, должны быть установлены и обслуживаться с учетом требований технических описаний и руководств по эксплуатации заводов-изготовителей СИ, НТД Госстандарта по поверке СИ.

5. АЛГОРИТМ ПОДГОТОВКИ И ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1. Перед проведением измерений необходимо провести проверку сроков очередных поверок первичных и промежуточных ИП и РСИ по паспортам, наличие актов установки и проверочных расчетов, паспортов СУ к расходомерам переменного перепада, наличие действующих поверительных клейм на СИ.

5.2. Производится внешний осмотр элементов измерительной системы и проверка в соответствие с [6].

5.3. Проверяется правильность функционирования всех элементов измерительной системы в соответствии с техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации.

Примечание. Операции по пп. 5.1-5.3 должны проводиться при вводе в эксплуатацию и после ремонта измерительной системы или отдельных ее элементов.

5.4. При выполнении измерений расхода природного газа должны быть выполнены операции, предусмотренные техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации элементов измерительной системы.

5.5. Численные значения результатов измерений должны оканчиваться цифрой того же разряда, что и численное значение абсолютной погрешности измерений.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ, СПОСОБЫ И ФОРМЫ ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

6.1. В качестве показателя точности измерений расхода природного газа по [7] принимается интервал, в котором с установленной доверительной вероятностью находится суммарная погрешность измерений. Результаты измерений представляются в следующей форме:

$$Q, \Delta \text{ от } \Delta_e \text{ до } \Delta_h, P,$$

где Q — результат измерений расхода;

$\Delta, \Delta_e, \Delta_h$ — погрешность измерений расхода, соответственно с нижней и верхней ее границами, $м^3/ч$;

P — установленная доверительная вероятность, при которой погрешность измерений находится в границах доверительного интервала; P = 0,95.

7. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ

7.1. Обработка результатов измерений расхода природного газа, подаваемого в котел по схеме, приведенной на рис. 1, заключается в расчете среднесуточного расхода или расхода за определенный промежуток времени с внесением поправок на отклонение параметров измеряемой среды.

7.2. Средний суточный расход природного газа Q_c для расходомеров с равномерными шкалами, которые применяются для измерений технологического параметра, вычисляются по формуле

$$Q_c = 0{,}24 C_{Q_y} N_n \varepsilon_д K_t K_{Re} K_{pT} K_{\rho_{ном}} \Delta K , \qquad (1)$$

где C_{Q_v} — постоянная расходомерного устройства, учитывающая характеристики дифманометра, конструктивные параметры прямых участков газопровода и СУ, определяется в соответствии с [4];

$N_п$ — планиметрическое число, полученное по отсчету планиметра;

$\varepsilon_д$ – коэффициент расширения газов;

K_t — поправочный множитель на тепловое расширение материала СУ, определяется по [4];

K_{Re} — коэффициент коррекции расхода на число Рейнольдса;

K_{pT} — коэффициент коррекции расхода сухого газа на давление и температуру;

$K_{\rho_{ном}}$ — коэффициент коррекции расхода на плотность газа в нормальных условиях;

ΔK — коэффициент коррекции расхода на сжимаемость газа.

7.2.1. Коэффициент коррекции на число Рейнольдса K_{Re} определяется по формуле

$$K_{Re} = \frac{C + B(10^6/Re)^{0,75}}{C + B}, \qquad (2)$$

где C, B, Re определяются по [4].

7.2.2. Коэффициент коррекции расхода K_{pT} определяется по формуле

$$K_{pT} = \sqrt{p/T}\ , \qquad (3)$$

где p — атмосферное давление, МПа (кгс/см^2);

T — температура измеряемой среды перед СУ, К.

7.2.3. Коэффициент коррекции расхода $K_{\rho_{ном}}$ определяется по формуле

$$K_{\rho_{ном}} = \sqrt{1/\rho_{ном}}\ , \qquad (4)$$

где $\rho_{ном}$ — плотность сухого газа в нормальных условиях, кг/м^3.

7.2.4. Коэффициент коррекции расхода K определяется по формуле

$$\Delta K = \sqrt{1/K}\ , \qquad (5)$$

где K — коэффициент сжимаемости газов, учитывающий отклонение свойств реальных газов и их смесей от свойств идеальных газов. Коэффициенты сжимаемости некоторых газов в зависимости от температуры и давления могут быть определены по [4].

7.2.5. Коэффициент расширения газов $\varepsilon_Д$, учитывающий изменение плотности газа при прохождении его через СУ, определяется по формуле

$$\varepsilon_Д = 1 - (0{,}41 + 0{,}35m^2)(\Delta p / p\chi), \qquad (6)$$

где m — относительная площадь СУ, равная отношению площадей сечения отверстия СУ устройства и газопровода при рабочей температуре;

Δp — перепад давлений среды при течении через СУ, МПа (кгс/см^2);

p — абсолютное давление среды перед СУ в условиях измерения, МПа (кгс/см^2);

χ — показатель адиабаты, определяемый согласно [4].

7.3. При использовании ИВК, прошедшего метрологическую аттестацию, результат измерений расхода природного газа j-й измерительной системой определяется по формуле

$$Q_j = 1/n \sum_{i=1}^{n} Q_i, \qquad (7)$$

где n — число циклов опроса за данный интервал усреднения;

Q_i — значение расхода природного газа в i-м цикле опроса, м^3/ч.

Введение поправок к усредненному расходу природного газа производится автоматически по программе. Численные значения поправок рассчитываются по [4].

7.4. Оценка погрешности измерений определяется следующим образом.

7.4.1. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений расхода природного газа определяется по формуле

$$\sigma_{Q_c} = \sqrt{\sigma_\alpha^2 + \sigma_{\varepsilon_Д}^2 + \sigma_{K_{Re}}^2 + \sigma_{ип}^2 + \sigma_{бик}^2 + 0{,}25(\sigma_{\rho_{возд}}^2 + \sigma_P^2 + \sigma_T^2 + \sigma_K^2) + \sigma_{лс}^2 + \sigma_{рси}^2 + \sigma_{обр}^2 + \sum_{i=1}^{n} \sigma_{jg}^2}, \qquad (8)$$

где σ_α — среднее квадратическое отклонение погрешности коэффициента расхода СУ;

$\sigma_{\varepsilon_д}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности коэффициента расширения СУ;

$\sigma_{K_{Re}}$ — средние квадратические отклонения погрешностей коэффициентов коррекции расхода на число Рейнольдса;

$\sigma_{ип}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности измерительного преобразователя,

$\sigma_{бик}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности блока извлечения корня;

$\sigma_{\rho_{изм}}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности измерения плотности;

σ_p, σ_T — средние квадратические отклонения погрешностей измерения давления и температуры

σ_K — среднее квадратическое отклонение погрешности коэффициента сжимаемости природных газов.

$\sigma_{лс}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности линии связи,

$\sigma_{рси}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности РСИ,

$\sigma_{обр}$ — среднее квадратическое отклонение погрешности планиметрирования при обработке результатов измерений на диаграммной бумаге,

$\sum_{i=1}^{n}\sigma_{ig}^2$ — сумма квадратов средних квадратических отклонений погрешностей, полученных от изменения влияющих величин (температура, влажность и т. п.)

Средние квадратические отклонения погрешностей $\sigma_{ип}$, $\sigma_{бик}$, $\sigma_{лс}$, $\sigma_{рси}$, $\sigma_{обр}$, σ_{ig} равны половине соответствующих основной и дополнительных погрешностей, определяемых по паспортам и техническим описаниям всех элементов измерительной системы, а σ_α, $\sigma_{\varepsilon_д}$, $\sigma_{K_{Re}}$, σ_ρ, σ_p, σ_T, σ_K определяются по [4].

7.4.2. Для определения $\sum_{i=1}^{n}\sigma_{ig}$ следует вычислить математическое ожидание (M) каждой влияющей величины по формуле

$$M = 1/n \sum_{i=1}^{n} w_i , \qquad (9)$$

где w_i – значение влияющей величины i-го измерения;

n – количество измерений влияющего фактора за интервал усреднения.

Математическое ожидание каждой влияющей величины определяется для различных времен года. Для летнего и зимнего периода проводят специальные экспериментальные исследования с набором необходимых статистических данных и по формуле (9) определяют сезонное математическое ожидание каждого влияющего фактора.

По полученным сезонным значениям математического ожидания каждого влияющего фактора определяют значения дополнительных погрешностей из технических описаний элементов измерительной системы или по результатам специальных исследований.

7.4.3. Приведенный метод является упрощенным способом оценки погрешности измерений в условиях эксплуатации элементов измерительной системы.

7.4.4. Для получения более точных оценок погрешности измерений расхода природного газа может быть использован экспериментальный метод с обработкой результатов измерений в соответствии с ГОСТ 8.207-76.

7.5. Примеры расчета среднесуточного расхода природного газа и оценки погрешности измерений приведены в справочных приложениях 2, 3.

7.6. Границы доверительного интервала погрешности измерений равновероятны, т.е. $|\Delta_c| = |\Delta_h|$, и их определение должно проводиться при метрологической аттестации данной методики на конкретном оборудовании ТЭС и численно равны

$$|\Delta_c| = |\Delta_h| = 2 \frac{\sigma_{Q_c} \cdot Q_{max}}{100\%} , \qquad (10)$$

где Q_{max} – максимальное значение шкалы расходомера, $м^3/ч$.

При наличии нескольких газопроводов общий расход определяется суммированием расходов, определенных в каждом газопроводе, а погрешность его определения выразится как

$$|\Delta_c| = |\Delta_h| = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{k} \Delta_i^2} , \qquad (11)$$

где Δ_i — погрешность измерения расхода природного газа каждому газопроводу;
k — количество газопроводов.

Закон распределения погрешностей в доверительном интервале равномерный.

8. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

К выполнению измерений и обработке их результатов могут быть допущены лица, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификацию:

— при выполнении измерений — электрослесарь не ниже 3-го разряда;

— при обработке результатов измерений — техник или инженер, занимающийся расчетом ТЭП.

9. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

9.1. При выполнении измерений расхода природного газа должны соблюдаться требования ГОСТ 12.2.091-83 [8, 9, 10].

9.2. К выполнению измерений по настоящей Методике допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III при выполнении работ в электроустановках с напряжением до 1000 В.

Приложение 1
(Рекомендуемое)

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Наименование	Тип, модель	Основная допустимая погрешность, %
1. Сужающее устройство	Вварная диафрагма с угловым отбором	1,0
2. Преобразователь измерительный разности давления	Сапфир 22 ДД Сапфир 22М-ДД Сапфир 22 ДИ	0,25; 0,5
3. Блок извлечения корня	БИК-1	0,5
4. Блок питания измерительного преобразователя	БП-36	—
5. Регистрирующее средство измерения	Миллиамперметр КСУ-2, КСУ-4	0,5 по регистрации
6. Термопреобразователь сопротивления	ТСМ-0879	1,0

Примечание. Допускается применение СИ других типов, основная допустимая погрешность которых не превышает погрешности СИ, указанных в данном приложении.

Приложение 2
(Справочное)

ПРИМЕР РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ГАЗА, ПОТРЕБЛЯЕМОГО ЗА СУТКИ

1. Исходные данные:

избыточное давление . . . . . $p_и$ = 1,6 кгс/см^2;
барометрическое давление . . . . . $p_б$ = 1,0196 кгс/см^2;
температура газа . . . . . T = 268 К (-5);
плотность газа в нормальных условиях . . $\rho_{ном}$ = 0,815 кгс/м^3;
состав газа:
метан 90,84%;
этан 4,37%;
пропан 3,70%;
бутан 1,20%;
азот 0,38%;
углекислый газ 0,099%;
планиметрическое число при обработке диаграммы расходомера . . . . . $N_п$ = 7,63;
предельный перепад давления . . . . . $\Delta p_{пр}$ = 2500 кгс/м^2;
диаметр диафрагмы . . . . . d_{20} = 295,22 мм;
диаметр газопровода . . . . . D_{20} = 519,18 мм;
относительная площадь . . . . . m = 0,3288.

Пример расчета дан в метрической системе единиц.

2. Суточный расход природного газа (м^3/сут) рассчитывается по формуле (1).

3. Постоянная расходомерного устройства определяется по формуле

$$C_{Q_y} = 0{,}2109 \cdot \alpha_y \cdot d_{20}^2 \sqrt{\Delta p_{пр}} ,$$

$$C_{Q_y} = 0{,}2109 \cdot 0{,}64 \cdot 295{,}22^2 \sqrt{2500} = 588190{,}6 .$$

4. Планиметрическое число определяется в процессе обработки диаграмм $N_п$ = 7,63.

Среднее значение перепада давлений определяется по формуле

$$\Delta p = 0{,}01778 p_{пр} N_п^2 ,$$

$$\Delta p = 0{,}01778 \cdot 2500 \cdot 7{,}63^2 = 2587{,}7 \text{ кгс/м}^2 .$$

Абсолютное давление определяется по формуле

$$p = p_и + p_б = 1{,}6 + 1{,}0196 = 2{,}6196 \text{ кгс/см}^2.$$

Отношение

$$\Delta p/p = 2587{,}7/(10^4 \cdot 2{,}6196) = 0{,}099.$$

5. Показатель адиабаты газа определяется по формуле

$$\chi = \sum_{i=1} N_{i\,\text{ном}} \chi_i ,$$

$$æ = 1{,}29 + 0{,}704 \cdot 10^{-6}[2575 + (346{,}23 - T)^2]p =$$
$$= 1{,}29 + 0{,}704 \cdot 10^{-6} \cdot [2575 + (346{,}23 - 268{,}15)^2]2{,}61 = 1{,}305,$$

где $T = t + 273{,}15 = (-5) + 273{,}15 = 268{,}15$.

6. Коэффициент расширения определяется по формуле

$$\varepsilon_Д = 1 - (0{,}41 + 0{,}35m^2)\,(\Delta p/p)\,\frac{1}{\chi} =$$

$$\varepsilon_Д = 1 - (0{,}41 + 0{,}35 \cdot 0{,}3288^2)\,0{,}099/1{,}305 = 0{,}966.$$

7. Коэффициент коррекции расхода K_{pT} определяется по формуле

$$K_{pT} = \sqrt{p/T} = \sqrt{2{,}6196/268{,}15} = 0{,}099.$$

8. Коэффициент коррекции расхода $K_{\rho_{\text{ном}}}$ определяется по формуле

$$K_{\rho_{\text{ном}}} = \sqrt{1/\rho_{\text{ном}}} = \sqrt{1/0{,}815} = 1{,}107.$$

9. Комплексные коэффициенты приведения избыточного давления K_p и температуры K_T определяется по формулам

$$K_p = \frac{156{,}47}{5{,}993(26{,}831 - \rho_{\text{ном}}) + (N_{CO_2} - 0{,}392 \cdot N_{N_2})};$$

$$K_T = \frac{266{,}29}{175{,}91(0{,}56364 + \rho_{\text{ном}}) - (N_{CO_2} + 1{,}681 \cdot N_{N_2})};$$

$$K_p = \frac{156{,}47}{5{,}993(26{,}831 - 0{,}815) + (0{,}099 - 0{,}392 \cdot 0{,}38)} = 1{,}003;$$

$$K_T = \frac{226{,}29}{157{,}91(0{,}56364 + 0{,}815) - (0{,}099 + 1{,}681 \cdot 0{,}38)} = 1{,}043.$$

10. Псевдоприведенное избыточное давление $p_{\text{ип}}$ и температура $t_{\text{п}}$ определяется по формулам

$$p_{\text{ип}} = p_{\text{и}} \cdot K_p = 1{,}6 \cdot 1{,}003 = 1{,}604;$$

$$t_п = K_T \cdot (t + 273{,}15) - 273{,}15 = 6{,}53.$$

11. Коэффициент сжимаемости смеси определяется по [4]:

1) при $p_{ип1} = 1{,}6$ кгс/см^2 (линейная интерполяция между $t_{п1} = -5$°С и $t_{п2} = 0$°С)

$$K_1 = K_{11} + \frac{(K_{12} - K_{11})}{(t_{п2} - t_{п1})} (t_п - t_{п1}),$$

где K_{11}, K_{12} — табличные значения коэффициента сжимаемости при $t_{п1}$ и $t_{п2}$ соответственно.

$$K_1 = 0{,}9958 + \frac{(0{,}9960 - 0{,}9958)}{(0 + 5)} (6{,}53 + 5) = 0{,}9962;$$

2) при $p_{ип2} = 2$ кгс/см^2 (линейная интерполяция между $t_{п1} = -5$°С и $t_{п2} = 0$°С)

$$K_2 = K_{21} + \frac{(K_{22} - K_{21})}{(t_{п2} - t_{п1})} (t_п - t_{п1}),$$

где K_{21}, K_{22} — табличные значения коэффициента сжимаемости при $t_{п1}$ и $t_{п2}$ соответственно.

$$K_2 = 0{,}9942 + \frac{0{,}9946 - 0{,}9942}{0 + 5} (6{,}53 + 5) = 0{,}9951;$$

3) при $p_{ип} = 1{,}604$ кгс/см^2 (линейная интерполяция между K_1 и K_2)

$$K = K_1 + \frac{K_2 - K_1}{p_{ип2} - p_{ип1}} (p_{ип} - p_{ип1}).$$

$$K = 0{,}9962 + \frac{0{,}9951 - 0{,}9962}{2 - 1{,}6} (1{,}604 - 1{,}6) = 0{,}9962.$$

12. Коэффициент коррекции определяется по формуле

$$K = \sqrt{1/K} = \sqrt{1/0{,}9962} = 1{,}0019.$$

13. Значение K_t определяется в соответствии с приложением 36 к [4]; $K_t = 0{,}9996$.

14. Определение коэффициента коррекции расхода на число Рейнольдса K_{Re}. Расход Q_c^* по формуле (1) при $K_{Re} = 1$ равен

$$Q_c^* = 0{,}24 \cdot 588190{,}6 \cdot 7{,}63 \cdot 0{,}966 \cdot 0{,}9996 \cdot 0{,}099 \cdot 1{,}107 \cdot 1{,}0019 =$$
$$= 113046 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

15. Коэффициент динамической вязкости газа определяется по формуле

$$\mu = 0{,}5173\cdot10^{-6}\left[1 + \rho_{ном}(1{,}104 - 0{,}25\rho_{ном})\right] \times$$

$$\times \left[T_{пр}(1 - 0{,}1038T_{тр}) + 0{,}037\right]\left[1 + \frac{p_{пр}^2}{30(T_{пр} - 1)}\right];$$

1) псевдокритические параметры $T_{пк}$ и $p_{пк}$ определяются по формуле

$$p_{пк} = 30{,}168\left[0{,}05993(26{,}831 - \rho_{ном}) + (N_{CO_2} - 0{,}392N_{N_2})\right];$$

$$T_{пк} = 88{,}25\left[1{,}7591(0{,}56364 + \rho_{ном}) - (N_{CO_2} + 1{,}681N_{N_2})\right];$$

$p_{пк} = 30{,}168[0{,}05993(26{,}831 - 0{,}815)+(0{,}00099 - 0{,}392\cdot0{,}0038)] =$
$= 47{,}04$ кгс/см^2;

$T_{пк} = 88{,}25\left[1{,}759(0{,}56364 + 0{,}815) - (0{,}00099 + 1{,}681\cdot0{,}0038)\right] =$
$= 213{,}5$ К;

2) приведенное давление и температура определяются по формулам

$$p_{пр} = p/p_{пк} = 2{,}6196/47{,}04 = 0{,}056;$$
$$T_{пр} = T/T_{пк} = 268{,}15/213{,}5 = 1{,}26;$$

3) коэффициент динамической вязкости равен

$$\mu = 0{,}5173\cdot10^{-6}\left[1 + 0{,}815(1{,}104 - 0{,}25\cdot0{,}815)\right] \times$$
$$\times \left[1{,}26(1 - 0{,}1038\cdot1{,}26) + 0{,}037\right] \times$$
$$\times \left[1 + \frac{0{,}056^2}{30\cdot(1{,}26 - 1)}\right] = 1{,}13\cdot10^{-6} \text{ кгс/см}^2 .$$

16. Коэффициент коррекции на температурное расширение материала газопровода определяется по формуле

$$K_t^1 = \sqrt{K_t^{12}} = \sqrt{0{,}9996} = 0{,}9998 .$$

17. Диаметр газопровода в рабочих условиях определяется по формуле

$$D = D_{20}K_t^1 = 519{,}18\cdot0{,}9998 = 519{,}07 \text{мм}.$$

18. Число Рейнольдса Re* определяется по [4]. Для среднего часового расхода

$$Q_ч^* = Q_с^*/24 ;$$

$$Re^* = 0{,}0361\frac{Q^*_{ном\,с}\,\rho_{ном}}{D\mu}$$

Средний часовой расход определяется по формуле

$$Q^*_ч = Q^*_с/24 = 113046/24 = 4710\ м^3/ч\ .$$

Число Рейнольдса

$$Re^* = 0{,}0361\frac{4710}{514{,}07\cdot 1{,}13}\cdot\frac{0{,}815}{10^6} = 0{,}24\cdot 10^6$$

19. Расчет значений вспомогательных величин, необходимых для определения действительного числа Рейнольдса

$$B = \frac{0{,}0029m^{1{,}25}}{\sqrt{1-m^2}} = \frac{0{,}0029\ \ 0{,}3288^{1{,}25}}{\sqrt{1-0{,}3288^2}} = 0{,}001;$$

$$C = \alpha^*_у - B = 0{,}64 - 0{,}001 = 0{,}639;$$

$$S_1 = B\,\frac{Re^*}{\alpha^*_у 10^6} = 0{,}001\,\frac{0{,}24\cdot 10^6}{0{,}64\cdot 10^6} = 0{,}0004;$$

$$S_2 = C(S_1/B) = 0{,}639(0{,}0004/0{,}001) = 0{,}2556;$$

$$S = S_1/S_2^{1{,}75} = 0{,}0004/0{,}2556^{1{,}75} = 0{,}0043\ .$$

20. Действительное число Рейнольдса определяется по формуле (с учетом $Re^*>10^6$)

$$Re = \frac{Re^*C}{\alpha_у(1-S)} = \frac{0{,}24\cdot 10^6\cdot 0{,}639}{0{,}64(1-0{,}0043)} = 0{,}2407\cdot 10^6\ .$$

21. Коэффициент коррекции на число Рейнольдса определяется (с учетом тождества $\alpha_у = C + B$) по формуле

$$K_{Re} = \frac{C + B(10^6/Re)^{0{,}75}}{\alpha_у} = \frac{0{,}639 + 0{,}001(10^6/0{,}2407\,10^6)^{0{,}75}}{0{,}64} = 0{,}9989.$$

22. Средний суточный расход $Q_{ном\,с}$ определяется по формуле (1)

$$Q_{ном.с} = 0{,}24\cdot 5881906\cdot 7{,}63\cdot 0{,}966\cdot 0{,}9996\cdot 0{,}9989\cdot 0{,}099\cdot 1{,}107\times$$
$$\times\ 1{,}0019 = 112921{,}6 м^3/сут\ .$$

Приложение 3
(Справочное)

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ГАЗА С РЕКОМЕНДУЕМЫМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЙ (рис. 2)

1. Исходные данные:

сужающее устройство . . . . . диафрагма вварная типа БК;
относительная площадь СУ . . . . . $m = 0{,}3288$;
диаметр газопровода . . . . . $D_{20} = 514{,}18$ мм;
внутренний диаметр СУ . . . . . $d_{20} = 295{,}22$ мм;
коэффициент расхода . . . . . $\alpha = 0{,}64$;
измерительный преобразователь типа . . . . . Сапфир 22 ДД;
относительная погрешность 0,5%;
блок извлечения корня типа БИК-1;
относительная погрешность 0,5%;
РСИ типа . . . . . КСУ 4;
относительная погрешность 0,5%;
средняя температура окружающего воздуха
для измерительного преобразователя . . . . . 309 К (36°С);
средняя температура окружающего воздуха
для РСИ . . . . . 299 К (26°С).

Исходные данные для расчета погрешности измерений расхода природного газа взяты из поверочных расчетов, паспортов на СИ и технических описаний.

Дополнительные погрешности, полученные за счет отклонения температуры окружающей среды от 20 +2°С, определяются из технических описаний и составляют:

— для измерительного преобразователя . . . $\delta_1 = 0{,}05\%$;

— для РСИ . . . . . $\delta_2 = 0{,}05\%$.

Погрешность планиметрирования при обработке результатов измерений на диаграммной бумаге с помощью полярного планиметра — 0,2%.

Погрешность линии связи — 0%.

2. Средние квадратические относительные погрешности измерения расхода природного газа определяются по формуле (8).

2.1. Средняя квадратическая относительная погрешность коэффициента расхода СУ определяется по формуле

$$\sigma_\alpha = (0{,}3^2 + \sigma_{\alpha d}^2 + \sigma_{\alpha D}^2)^{0,5} \text{ для } 0{,}5 < m < 0{,}36 ;$$

$$\sigma_{\alpha d} = 2\sigma_d(1 + m^2/\alpha) ;$$

$$\sigma_{\alpha D} = 2\sigma_D(m^2/\alpha) .$$

Погрешности $\sigma_d = 0{,}05$ при $m < 0{,}4$.

Значение $\sigma_D = 0{,}15$.

$$\sigma_{\alpha d} = 2 \cdot 0{,}05(1 + 0{,}3288^2/0{,}64) = 0{,}116 ;$$

$$\sigma_{\alpha D} = 2 \cdot 0{,}15(0{,}3288^2/0{,}64) = 0{,}032 ;$$

$$\sigma_\alpha = (0{,}3^2 + 0{,}116^2 + 0{,}032^2)^{0,5} = 0{,}32\% .$$

2.2. Среднее квадратическое отклонение погрешности σ_0 определяется по формуле

$$\sigma_0 = 2(\Delta p/p) \text{ при } m < 0{,}56 ;$$

$$\sigma_0 = 2 \cdot 0{,}013 = 0{,}026 .$$

2.3. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений барометрического давления $\sigma_{p_б}$ определяется по формуле

$$\sigma_{p_б} = \frac{50\Delta p_\delta}{p} = \frac{50 \cdot 1{,}3595 \cdot 10^{-3}}{2{,}61} = 0{,}014\% .$$

2.4. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений избыточного давления определяется по формуле

$$\sigma_{p_и} = 0{,}5(P_{пр}/p_и)S_{P_и} = 0{,}5(2{,}5/1{,}6)0{,}5 = 0{,}39\% ,$$

где $S_{p_и}$ — класс точности манометра.

2.5. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений абсолютного давления определяется по формуле

$$\sigma_p = \left[\sigma_{P_б}^2 + \left(\sigma_{p_и}(p_и/p)\right)^2\right]^{0,5} =$$

$$= [0{,}014^2 + (0{,}39(1{,}6/2{,}61))^2]^{0,5} = 0{,}16\% .$$

2.6. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерения показателя адиабаты σ_χ определяется по формуле

$$\sigma_\chi = \left[\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_i \cdot \chi_i}{\chi}\right)^2\left(\sigma_{\chi_i}^2 + \sigma_{N_i}^2\right)\right]^{0,5} .$$

Определение показателя адиабаты производится в соответствии с приложением 12 к [4]

азот $\chi_1 = 1{,}4$;

метан $\chi_2 = 1{,}32$;

углекислый газ $\chi_3 = 1{,}31$;

этан $\chi_4 = 1{,}2$;

пропан $\chi_5 = 1{,}16$;

бутан $\chi_6 = 1{,}1$;

χ — из приложения 2 данной Методики,

где $\sigma\chi_i = (1/2)\,(\Delta\chi_i/\chi_i)$.

Δ_{χ_i} определяется в соответствии с п. 45 примера расчета № 9 [11].

$$\sigma_\chi = \left\{\left[\left(\frac{90{,}34\cdot 1{,}32}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}005}{1{,}32}\right)^2 + 0{,}005^2\right] + \right.$$

$$+\left[\left(\frac{0{,}38\cdot 1{,}4}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}05}{1{,}4}\right)^2 + 0{,}005^2\right] + \left[\left(\frac{0{,}099\cdot 1{,}31}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}005}{1{,}31}\right)^2 + 0{,}005^2\right] +$$

$$+\left[\left(\frac{4{,}37\cdot 1{,}2}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}05}{1{,}2}\right)^2 + 0{,}005^2\right] + \left[\left(\frac{3{,}7\cdot 1{,}16}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}005}{1{,}16}\right)^2 + 0{,}005^2\right] +$$

$$\left. +\left[\left(\frac{1{,}2\cdot 1{,}1}{1{,}305}\right)^2\left(\frac{1}{2}\cdot\frac{0{,}05}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}005^2\right]\right\}^{0{,}5} = 0{,}15\%\,.$$

2.7. Среднее квадратическое отклонение погрешности определения коэффициента расширения рассчитывается по формуле

$$\sigma_\varepsilon = \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon}\left(\sigma_\chi^2 + \sigma_{\Delta p}^2 + \sigma_p^2\right)^{0{,}5} + \sigma_0 =$$

$$= \frac{1-0{,}9954}{0{,}9954}\left(0{,}15^2 + 0{,}5^2 + 0{,}16^2\right)^{0{,}5} + 0{,}026 = 0{,}028\%\,.$$

2.8. Среднее квадратическое отклонение погрешности определения вязкости принимается равным 5%.

2.9. Коэффициент коррекции на число Рейнольдса равен 0,9989.

2.10. Среднее квадратическое отклонение погрешности определения коэффициента коррекции на число Рейнольдса $\sigma_{K_{Re}}$ рассчитывается по формуле

$$\sigma_{K_{Re}} = (1 - K_{Re})\sigma_\mu = (1 - 0{,}9989)5 = 0{,}006\%\,.$$

2.11. Среднее квадратическое отклонение погрешности определения плотности определяется по формуле

$$\sigma_{\rho ном} = 50\Delta_{\rho номi}/\rho_{номi} .$$

Для метана $\rho_{ном1} = 0{,}6681$ кг/м^3;

для этана $\rho_{ном2} = 1{,}26$ кг/м^3;

для пропана $\rho_{ном3} = 1{,}8659$ кг/м^3;

для бутана $\rho_{ном4} = 2{,}4947$ кг/м^3;

для азота $\rho_{ном5} = 1{,}1889$ кг/м^3;

для смеси газов $\rho_{ном} = 0{,}815$ кг/м^3.

$$\sigma_{\rho ном1} = 50 \cdot 0{,}00005/0{,}6681 = 0{,}0037\% ;$$

$$\sigma_{\rho ном2} = 50 \cdot 0{,}00005/1{,}26 = 0{,}0019\% ;$$

$$\sigma_{\rho ном3} = 50 \cdot 0{,}00005/1{,}8659 = 0{,}0013\% ;$$

$$\sigma_{\rho ном4} = 50 \cdot 0{,}00005/2{,}4947 = 0{,}001\% ;$$

$$\sigma_{\rho ном5} = 50 \cdot 0{,}00005/1{,}1889 = 0{,}0012\% .$$

Среднее квадратическое отклонение погрешности смеси газов $\sigma_{\rho ном}$ определяется по формуле

$$\sigma_{\rho ном} = \left(1/\rho_{ном}\right)\left\{\sum_{i=1}^{n}\left[\left(N_i\rho_{номi}\right)^2\left(\sigma^2_{\rho номi} + \sigma^2_{N_i}\right)\right]\right\} =$$

$$= (1/0{,}815)\,[(0{,}9 \cdot 0{,}6681)^2(0{,}0037^2 + 0{,}1^2) + (0{,}437 \cdot 1{,}26)^2 \times$$

$$\times (0{,}0019^2 + 0{,}1^2) + (0{,}371 \cdot 1{,}8659)^2 \cdot (0{,}0013^2 + 0{,}1^2) +$$

$$+ (0{,}12 \cdot 2{,}4947)^2(0{,}001^2 + 0{,}1^2) + (0{,}038 \cdot 1{,}1889)^2 \times$$

$$\times (0{,}0012^2 + 0{,}1^2)] = 0{,}73\% .$$

2.12. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений температуры σ_T определяется по формуле

$$\sigma_T = \frac{0{,}5N_tS_t}{273{,}15 + t} = \frac{0{,}5 \cdot 100}{273{,}15 - 5} = 0{,}5\% .$$

2.13. Среднее квадратическое отклонение погрешности коэффициента сжимаемости газов определяется по формуле

$$\sigma_K = \left[\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{N_iK_i}{K}\right)^2\left(\sigma^2_{K_i} + \sigma^2_{N_i}\right)\right]^{0,5} ,$$

где N_i — молярная концентрация в долях единицы;

K_i — коэффициент сжимаемости i-го компонента;

K — коэффициент сжимаемости смеси газов;

σ_{K_i} — средняя квадратическая погрешность коэффициента сжимаемости;

σ_{N_i} — средняя квадратическая погрешность определения концентрации i-го компонента.

Для метана $\sigma_{K1} = 0{,}25\%$;

для этана $\sigma_{K2} = 2{,}0\%$;

для пропана $\sigma_{K3} = 0{,}5\%$;

для бутана $\sigma_{K4} = 0{,}5\%$;

для азота $\sigma_{K5} = 0{,}5\%$.

$$\sigma_K = \left[\left(\frac{0\,9\cdot 0{,}99}{0{,}99618}\right)^2 (0{,}25^2 + 0{,}01^2) + \left(\frac{0{,}437\cdot 0{,}99}{0{,}99618}\right)^2 (2{,}0^2 + 0{,}01^2) + \right.$$

$$+ \left(\frac{0{,}371\cdot 0{,}99}{0{,}99618}\right)^2 (0{,}5^2 + 0{,}01^2) + \left(\frac{0{,}12\cdot 0{,}99}{0{,}99618}\right)^2 (0{,}5^2 + 0{,}01^2) +$$

$$\left. + \left(\frac{0{,}038\cdot 0{,}99}{0{,}99618}\right)^2 (0{,}5^2 + 0{,}01^2)\right]^{0{,}5} = 0{,}29\% \ .$$

2.14. Среднее квадратическое отклонение погрешности измерений определяются по формуле (8)

$$\sigma_{Q_c} = [0{,}32^2 + 0{,}028^2 + 0{,}06^2 + 0{,}073^2 + 0{,}16^2 + 0{,}5^2 + 0{,}25 \times$$

$$\times (0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}2^2 + 0{,}05^2 + 0{,}05^2 + 0{,}29^2)]^{0{,}5} = 0{,}77\,\%.$$

Погрешность измерений расхода газа

$$\delta = \pm 2\sigma_{Q_c} = \pm 1{,}54\% \ .$$

Погрешность измерений не превышает норму точности

$$\delta_{\text{нор}} < \pm 1{,}6\% \ .$$

Список использованной литературы

1. Методические указания по разработке и аттестации методик выполнения измерений параметров технологического процесса: РД 34.11.303-88. М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

2. Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения: МИ 1967-89. М.: Издательство стандартов, 1989.

3. Норма точности измерений технологических параметров тепловых процессов электростанций: РД 34.11.321-88. М.: Ротапринт ВТИ, 1988.

4. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами: РД 50-213-80. М.: Издательство стандартов, 1982.

5. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88. М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

6. Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электростанций: РД 34.35.412-88. М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

7. Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристика погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроля их параметров: МИ 1317-86. М.: Издательство стандартов, 1986.

8. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. М.: Энергоатомиздат, 1985.

9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.

10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.

11. Методический материал по применению РД 50-213-80 "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами". Казань: ВНИИФТРИ, Казанский филиал, 1983.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Перечень сокращений 3
1. Общие положения 3
2. Сведения об измеряемом параметре и условиях измерений 4
3. Метод измерений и структура измерительной системы 4
4. Условия применения средств измерений 6
5. Алгоритм подготовки и проведения измерений 6
6. Показатели точности измерений, способы и формы их представления 7
7. Обработка результатов измерений и оценка показателей точности 7
8. Требования к квалификации операторов 12
9. Требования техники безопасности 12
Приложение 1. Средства измерений 13
Приложение 2. Пример расчета количества газа, потребляемого за сутки 14
Приложение 3. Пример расчета погрешности измерений расхода газа с рекомендуемыми средствами измерений 19
Список использованной литературы 24

gost.e-ecolog.ru