



Республика Молдова

НАЦИОНАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № 33

от 06.02.2001

**об утверждении Методологии расчета расхода природного газа на технологические
нужды
и технические потери в распределительных сетях**

Опубликован : 22.02.2001 в Monitorul Oficial Nr. 019

Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике постановляет:

1. Утвердить "Методологию расчета расхода природного газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях", согласованную с Министерством промышленности и энергетики, Департаментом технического надзора, стандартизации и метрологии и АО "Moldova-gaz" (прилагается).
2. Установить, что методология является обязательной для определения расхода природного газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях независимо от их принадлежности и формы собственности.
3. Считать утратившим силу Постановление Административного совета Национального агентства по регулированию в энергетике № 15 от 28 сентября 1999 г. "Об утверждении Методики расчета расхода газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях".

Генеральный директор
Национального агентства
по регулированию
в энергетике
Директор
Директор
Кишинэу, 6 февраля 2001 г.
№ 33.

Петру Пасинковски
Вячеслав Килат
Марин Профир

Методология расчета расхода природного газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях

1. Общие положения

Учитывая неравномерность потребления газа, нестабильные режимы функционирования газовых сетей и их техническое состояние, уровень реальных технических потерь и расходов газа на технологические нужды в отраслевых распределительных сетях (и тех, которые находятся на балансе потребителей) значительно изменяются во времени и имеют существенное влияние на тариф распределения газа. Поэтому нормирование потерь газа является важным мероприятием, направленным на их оптимизацию и сокращение.

При нормировании потерь газа учитываются:

технические потери, которые непосредственно связаны с техническими средствами, с помощью которых осуществляется распределение газа;

технологические нужды, связанные с технологией распределения газа.

При нормировании эксплуатационных потерь аварийные потери не учитываются, так как одной из главных и обязательных задач эксплуатирующих газораспределительных предприятий является обеспечение нормального безаварийного и безопасного функционирования газовых сетей и установок. Нормы потерь должны пересматриваться периодически, сокращая их на основании последних достижений научно-технического прогресса в данной области.

В связи с тем, что предохранительно-сбросные клапаны СППК на газораспределительных станциях установлены за узлами коммерческого учета расхода газа, потери, возникающие при срабатывании данных клапанов или при проверке их на срабатывание, возлагаются на предприятие, распределяющее газ.

Технические потери и технологические нужды, возникающие в газовых установках, являющихся собственностью потребителя (независимо от того, кто является ответственным за их эксплуатацию и содержание), расположенных между границей раздела и узлом коммерческого учета расхода газа, отражаются в контракте на поставку газа, рассчитываются в соответствии с разделом 3.4 настоящей методологии и возлагаются на владельца указанных сетей.

Технические потери газа, приведенные в разделе 3.3 настоящей методики, рассчитываются и учитываются только для жилых домов и квартир, не оборудованных счетчиками, и до полного окончания процесса конторизации.

Потери газа, приведенные в разделе 3.5.2., рассчитываются только для тех ГРП, ремонтные и профилактические работы в которых производятся с фактическим прекращением подачи газа потребителям и полным освобождением от газа питаемых сетей от этих ГРП. При этом необходимо иметь в виду, что потери, вызванные данным фактором, рассчитываются только для ГРП, питающих тупиковые сети, и исключаются для кольцевых питаемых синхронно хотя бы от двух ГРП.

Плановые потери газа для последующего отчетного периода (обычно год) определяются путем умножения средневзвешенного реального процента потерь за предыдущий период на планируемый (контрактируемый) для поставки в последующий период объем газа.

2. Структура потерь

Потери газа - это разность между количеством газа, полученным газораспределительным предприятием от поставщика, и количеством газа, реализованным потребителям.

При эксплуатации газовых сетей и установок возникают в основном два вида потерь: действительные и мнимые.

Существенными являются и затраты газа на технологические нужды газораспределительного предприятия, которые рассматриваются как составная часть потерь газа и подлежащие также выявлению и нормированию.

Газовое хозяйство производит расчет потерь газа для:

внутренних газовых сетей и оборудования жилых зданий, не оборудованных газовыми счетчиками;

газорегуляторных пунктов и установок (ГРП, ГРУ);

наружных газопроводов и установок, находящихся на балансе газораспределительного предприятия.

3. Действительные потери газа

3.1. Потери газа во внутренних газопроводах и оборудовании жилых зданий

Технология выполнения работ по пуску, наладке и эксплуатации внутренних газовых сетей и оборудования жилых зданий требует определенных расходов и потерь газа.

Структура этих потерь включает:

- потери при продувке внутренних, вновь построенных газопроводов;
- потери газа из-за негерметичности газопроводов и оборудования.

3.2. Потери при продувке внутренних вновь построенных газопроводов

После завершения монтажных работ и приемки газопроводов и газового оборудования жилых зданий производится продувка и пуск газа. В соответствии с технологическими инструкциями вся система от отключающего устройства на входе в здание и до каждого газоиспользующего прибора продувается. Продувка осуществляется для полного удаления воздуха из газопроводов и заполнения их газом до рабочего давления.

Согласно /1,16/ установлено, что при продувке в среднем потребляется на 20-30% больше газа, чем для заполнения полного объема газопровода (системы) при давлении продувки. Таким образом, общий расход газа (в м³), необходимый для продувки внутренних газопроводов, следует определять по формуле:

$$V_{\text{пр.}} = K \cdot V_g [(B + P_g) \cdot T_g] / [B(273 + t_g)] \quad (1),$$

где

$V_{\text{пр.}}$ - объем газа, необходимый для продувки газопроводов, в м³;

V_g - геометрический объем газопроводов, в м³;

B - атмосферное давление, в Па;

P_g - избыточное давление газа в газопроводах при продувке, в Па;

t_g - температура газа, в °С;

T_g - абсолютная температура при стандартных условиях, °К;

K - поправочный коэффициент, $K = 1,25$.

В соответствии с формулой (1) могут быть обоснованы следующие удельные суточные значения потерь (в м³ на одну квартиру):

- многоэтажные жилые здания (старой застройки) - 0,00975 м³/сут;
- жилые здания типовой серии - 0,00325 м³/сут;
- одноэтажные (индивидуальные) жилые здания - 0,00786 м³/сут.

Примечание: Данные потери рассчитываются и учитываются только для жилых зданий, не оборудованных счетчиками, так как в остальных случаях данные объемы газа проходят через счетчики и оплачиваются потребителями.

3.3. Потери газа из-за негерметичности газопроводов и оборудования

В соответствии с /1,16,32,33/ суточные потери газа (м³ на одну квартиру), связанные с разгерметизацией внутренних газопроводов и оборудования жилых зданий, дифференцированы следующим образом:

для существующих жилых зданий - 0,044 м³/сут;

для жилых зданий, оборудованных емкостными водонагревателями:

- для отопительного периода - $0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$;

- для летнего периода - $0,023 \text{ м}^3/\text{сут}$.

для жилых домов, оборудованных отопительными бытовыми газовыми печами:

- для отопительного периода - $0,04 \text{ м}^3/\text{сут}$;

- для летнего периода - $0,023 \text{ м}^3/\text{сут}$.

3.4. Потери газа в газовых сетях и оборудовании, являющихся собственностью потребителей

Технические потери (включая и потери, вызванные погрешностью приборов учета расхода газа) и технологические нужды газа в газовых сетях и оборудовании, собственностью потребителя (ТЭЦ, котельные, промышленные, коммунально-бытовые, социально-культурные потребители и др.), расположенных между границей раздела и узлом коммерческого учета расхода газа, рассчитываются отдельно для каждого конкретного случая в зависимости от структуры сетей, используя численные показатели, приведенные в разделах 3.5.1, 3.5.2, 3.5.3, 3.6.1, 3.6.2, 5.1, 5.5 (в случае измерения расхода газа с помощью сужающих устройств с дифференциальными манометрами и показателей разделов 5.2 и 5.3 включительно) данной методики. Данные потери полностью возлагаются на потребителя, независимо от того, кто эксплуатирует газовые сети и установки, то, что, обязательно должно быть отражено и в контракте на поставку газа.

3.5. Потери газа при эксплуатации ГРП, ГРУ

По конструктивной сложности и технологии функционирования ГРП и ГРУ представляют собой самый сложный комплекс техники газа и являются самыми потенциальными источниками потерь газа.

Структура этих потерь включает:

- потери газа из-за негерметичности газопроводов и оборудования ГРП, ГРУ;

- потери при производстве ремонтно-профилактических работ на ГРП, ГРУ;

- потери при срабатывании предохранительно-сбросных устройств ГРП, ГРУ.

3.5.1. Потери газа из-за негерметичности газопроводов и оборудования ГРП и ГРУ

В соответствии с требованиями действующих норм и правил строительства газовых сетей и установок /30/, в процессе приемки в эксплуатацию, внутренние газопроводы и оборудование ГРП и ГРУ подвергают испытанию на герметичность в течение 12 часов, допустимое падение давления при этом не должно превышать 1% от величины начального испытательного давления. Так как основная часть газорегуляторных установок предназначена для снабжения газом бытовых и коммунально-бытовых потребителей (включая отопительные и прочие котельные), а наиболее распространенной схемой газоснабжения сельских и городских потребителей является двухступенчатая (среднее давление является основным), целесообразно считать, что величина давления газа на входе в ГРП лежит на уровне $0,3 \text{ МПа}$, а на выходе - $0,013 \text{ МПа}$. В этом случае при испытании на плотность трубопроводов и оборудования ГРП в одном этапе величина испытательного давления принимается $0,3 \text{ МПа}$. При испытании газопроводов и оборудования ГРП в двух этапах система до регулятора испытывается на плотность давлением $0,3 \text{ МПа}$, а после регулятора - $0,1 \text{ МПа}$. Потери газа из-за негерметичности трубопроводов и оборудования ГРП, ГРУ определяются по формуле:

$$V_g^{\max} = f * \sqrt{2g * P_1 V_1 [K_a / (K_a + 1)]} \quad (2),$$

где

f - площадь отверстия или трещины поврежденного газопровода, м^2 ;

$V_g^{\max}$ - максимальный расход газа, соответствующий критической скорости истечения, $\text{м}^3/\text{с}$;

g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

K_a - показатель адиабаты, принимается равным $1,4$;

P_1 - абсолютное давление газа в газопроводе, кгс/м² ;

V_1 - удельный объем газа, м³/кг.

Примечание. Для текущего отчетного 2000-2001 года допустимое значение потерь, вызванных данным фактором, устанавливается 8,64 м³/сутки для одного ГРП, ГРУ и 6,85 м³/сутки для одного ШРП. Для последующих отчетных периодов данные значения конкретизируются ежегодно по каждому ГРП в отдельности или в порядке контроля ранее отмеченного уровня герметичности, выборочно по 20-25 % ГРП, ГРУ в год от общего их числа.

3.5.2. Потери при производстве ремонтно-профилактических работ на ГРП и ГРУ

В процессе эксплуатации ГРП и ГРУ возникает необходимость проведения ремонтно-профилактических работ, которые требуют разгерметизации технологического оборудования. В этом случае возможные потери газа, связанные с прекращением подачи газа потребителям, количественно выражаются величиной объема газа, необходимого для заполнения дворовых и внутренних сетей потребителей в процессе продувки газопроводов после окончания ремонтных и профилактических работ в ГРП. Потери газа возникают также в процессе настройки оборудования ГРП на заданный режим работы или в процессе проверки его работы на разных режимах работы.

При расчетах потерь необходимо учитывать условия выполнения этих работ. В случае, когда ремонтные и профилактические работы сопровождаются сбросом газа в атмосферу, потери газа в несколько раз больше по сравнению с теми работами, в процессе выполнения которых осуществляется только продувка газом отключенной на какой-то период сети.

Поэтому при расчете данных потерь необходимо иметь в виду, что для газораспределительных предприятий с закольцованными сетями низкого давления хотя бы от двух синхронно работающих ГРП потери при ремонтах и профилактических работах ГРП, ГРУ практически равны нулю. Такие потери характерны и возникают чаще в тупиковых сетях, питаемых от одного ГРП.

В данном случае количество газа, необходимое для продувки дворовой сети и внутренних газопроводов потребителей (без выполнения работ по настройке оборудования ГРП), определяется по формуле (1).

Потери газа при продувке оборудования ГРП в процессе его настройки определяются по формуле:

$$V_{\text{гр}}^{\text{II}} = 28,4d^2 \cdot T_{\text{гр}} \cdot \{[(B+P_g)/(273+t_g)] \cdot \Pi [P_g / (r_g \cdot g)]\} \quad (3)$$

где

$V_{\text{гр}}^{\text{II}}$ - объем газа, расходуемого при продувке оборудования ГРП, м³ ;

d - диаметр продувочного трубопровода, м ;

$T_{\text{гр}}$ - продолжительность продувки в ч ориентировочно составляет 0,2-0,5 ч., в зависимости от емкости оборудования ГРП;

B - барометрическое давление, Па ;

P_g - давление газа в газопроводе при продувке, Па ;

t_g - температура газа, °С;

r_g - плотность газа, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

28,4 - числовой коэффициент, учитывающий размерность входящих в уравнение параметров, °К/Па.

Общие потери газа при выполнении ремонтно-профилактических работ в ГРП составляют:

$$V_{\text{гр}}^{\text{SRM}} = V_{\text{гр}}^{\text{I}} + V_{\text{гр}}^{\text{II}} \quad (4) \quad (4)$$

Удельные потери газа в зависимости от условий проведения ремонтных и профилактических работ (в м³ на один ГРП в год) согласно (1) составляют:

для продувки тупиковых (радиальных) сетей, питаемых от одного ГРП, которые в действительности были освобождены от газа в целях проведения ремонтных и профилактических работ на ГРП без настройки его оборудования - 16 м³/год;

для продувки оборудования ГРП в процессе его настройки работы, связанные со сбросом газа в атмосферу, - 85 м³/год.

3.5.3. Потери газа при срабатывании предохранительно-сбросных устройств ГРП и ГРУ

Каждый газорегуляторный пункт (ГРП, ГРУ) обязательно оснащается предохранительно-сбросными устройствами (пневматическими или жидкостными), которые срабатывают при повышении давления за регулятором давления. В большинстве случаев срабатывания сбросных клапанов случайны, но они влекут за собой существенные потери газа (благодаря выбросу газа в окружающую среду). Одновременно при определении потерь газа, вызванных данным фактором, следует учитывать, что выбросы газа через такие устройства происходят чаще всего ночью, когда отбор газа потребителями из сети минимальный (0,1% суточного расхода) или равен нулю. Продолжительность сброса газа для каждого случая срабатывания согласно /1/ длится в среднем до 3 часов.

Расход газа (м³/ч), сброшенного в атмосферу в результате срабатывания пневматических клапанов типа ПСК, можно определить по формуле:

$$V_{PSC} = G \cdot t \quad (5),$$

где

G - пропускная способность клапана при среднем, из отмеченного за период сброса газа, давлении, м³/ч;

t - продолжительность сброса по диаграмме манометра, ч.

Значения потерь из-за срабатывания предохранительных устройств составляют: 360 м³/год для одного пневматического клапана типа ПСК, 540 м³/год для одного гидрозатвора и 288 м³/год для одного клапана типа ПСК, встроенного в регуляторы типа РД-50М, или комбинированного типа РДГД-20, РДНК-400, и др. /1,16,32,33/.

3.6. Потери газа в наружных распределительных сетях

Структура этих потерь включает:

- потери из-за негерметичности газопроводов;
- потери при продувке подземных газопроводов;
- потери при ремонтно-профилактических работах на газопроводах;
- потери газа при присоединении вновь построенных газопроводов к действующим.

3.6.1. Потери газа из-за негерметичности газопроводов

Перед пуском в работу газопроводы распределительных систем подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Испытательные давления установлены: для сетей низкого давления - 0,1 МПа, для газопроводов среднего - 0,3 МПа и для газопроводов высокого давления - 0,6 и 1,2 МПа. Допустимые потери давления (в кПа) в соответствии с (30) определяются по формуле:

$$P_{adm} = 20 \cdot T / D \quad (6)$$

где

D - внутренний диаметр трубы, мм;

T - продолжительность испытания, ч.

Допустимые потери при испытании на герметичность, рассчитанные по формуле (6), составляют порядка 0,0001 м³/ч на

1 м² внутренней поверхности трубы.

В реальных условиях эксплуатации газопроводов среднего и высокого давлений (когда в них вместо воздуха находится природный газ) указанные величины потерь увеличиваются примерно в 1,3 раза за счет разницы в свойствах воздуха и газа. Для газопроводов низкого давления потери газа примерно в 5 раз меньше вышеуказанных.

Удельные потери газа на 1 м² поверхности трубы для сетей, находящихся в эксплуатации, составляют:

для газопроводов среднего и высокого давлений - 0,0048 м³/сут;

для газопроводов низкого давления - 0,00072 м³/сут;

для дворовых и квартальных (ответвлений) газопроводов низкого давления - 0,0024 м³/сут.

3.6.2. Потери при продувке подземных газопроводов

Объем газа, необходимый для продувки газопроводов при пуске в работу, после завершения строительно-монтажных работ определяется по формуле (1). Расчет этих потерь выполняется на основании следующих удельных величин, представленных в /1/ (м³ газа в сутки на 1 м³ объема вводимого в эксплуатацию газопровода) в зависимости от давления газа в газопроводе:

для газопроводов низкого давления - 1,3 V_А в сети;

для газопроводов среднего давления - 5,1 V_А в сети;

для газопроводов высокого давления - 8,8 V_А в сети.

3.6.3. Потери газа при ремонтно-профилактических работах на газопроводах

Для каждого случая выполнения таких работ потери газа состоят из количества газа, сброшенного в атмосферу при снижении давления в газопроводе до нуля, и количества газа, необходимого для последующей продувки газопровода и доведения давления отключенного участка до рабочих параметров после завершения работы. Значения этих потерь можно определить по формуле:

$$V_{\text{пер}} = [K_{\text{пр}} * V_c (B + P_g) * T_s] / [B * (273 + t_g)] \quad (7)$$

где

V_c - геометрический объем отключенного от сети участка газопровода, м³;

K_{пр} - поправочный коэффициент, .

$$V_c = 0,785 * d_m^2 * l_m * K \quad (8),$$

где

d_m и l_m - средние значения внутреннего диаметра и протяженности газовых сетей соответствующего давления (высокого, среднего или низкого), в м и км;

K - коэффициент, определяющий долю сетей (высокого, среднего или низкого давления), находящихся в ремонте:

$$K = K_{\text{кар}} + K_{\text{срм}} \quad (9),$$

где

K_{кар} - коэффициент, учитывающий долю сетей, находящихся в капитальном ремонте, принимается равным 0,008;

K_{срм} - коэффициент, учитывающий долю сетей, находящихся в текущем ремонте, принимается равным 0,012.

Удельные потери для таких нужд в зависимости от давления газа в газопроводе (м³ в сутки на 1 м³ ремонтируемого газопровода) /1/ распределяются следующим образом:

для газопровода низкого давления - 50% V_А сети;

для газопровода среднего давления - 30% V_А сети;

для газопровода высокого давления - 10% V_А сети.

Примечание. Аналогично вычисляются и потери газа при выполнении работ при первичном оснащении потребителей газовыми счетчиками. Технологическая последовательность выполнения таких работ, в принципе, такая же, как и при выполнении ремонтно-профилактических работ на газопроводах.

3.6.4. Потери газа при присоединении вновь построенных газопроводов к действующим

Присоединение вновь построенных газопроводов осуществляется, как правило, прекращением подачи газа потребителям или снижением давления газа в газопроводах до значений, регламентируемых правилами безопасности в газовом хозяйстве. Расчет этих потерь производится по формуле (7).

Для расчета действительных потерь газа ($\text{м}^3/\text{год}$) используется следующая формула:

$$DV_p = S \sum_{i=1}^n V_i \cdot P_i \quad (10)$$

Где

DV_p - действительные потери газа, $\text{м}^3/\text{год}$;

V_i - средние удельные потери газа на i -ом элементе газового хозяйства, $\text{м}^3/\text{год}$;

P_i - доля i -го элемента газового хозяйства (км, штук и др.);

n - количество элементов газораспределительного предприятия, для которого определяются потери газа.

Расчет действительных потерь газа при составлении баланса соответствующего газового хозяйства целесообразно выполнять в табличной форме.

Смотри страницы 43-44, ОМ19-20 от 22-02-2001

2. Потери при ремонте и профилактики газовых сетей

2. Продувка газом газопроводов и оборудования

Смотри страницы 43-44, ОМ19-20 от 22-02-2001

4. Расход газа на технологические нужды газораспределительных предприятий

Структура технологических расходов включает:

- расходы на отопление ГРП;

- расходы на нужды технических кабинетов.

4.1. Определение расхода газа на отопление помещений газорегуляторных пунктов (ГРП)

В соответствии с правилами технической эксплуатации для нормального функционирования регуляторов давления необходимо, чтобы температура воздуха внутри помещений ГРП была в холодное время года не менее $+5^{\circ}\text{C}$. В этих целях ГРП оснащаются местной или центральной системой отопления. В случае местного отопления в качестве источника тепла используются малометражные отопительные котлы, отопительные печи или емкостные водонагреватели типа АГВ, АОГВ и др.

Для ГРП, оборудованных емкостными водонагревателями типа АГВ, АОГВ или отопительными газовыми печами, необходимые затраты газа могут быть определены по тепловой мощности этих приборов, учитывая их режим работы. Для этого период работы отопительных приборов (источников) для каждого ГРП записывается в специальном журнале.

В соответствии с /1, 16,32,33/ средние значения затрат газа на такие нужды распределяются следующим образом:

отопление от АГВ-80 - $0,8 \text{ м}^3/\text{ч}$;

то же, от АГВ -120 - $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$;

отопление от газовых отопительных печей - $1,6 - 1,7 \text{ м}^3/\text{ч}$;

отопление от АОГВ-20 - $2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$;

то же, от АОГВ-10 - $1,25 \text{ м}^3/\text{ч}$;

отопление от котлов типа ВНИИСТО - $3,5 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Примечание: Эти расходы следует определять по показаниям приборов учета.

4.2. Расход газа в технических кабинетах газораспределительных предприятий

В технических кабинетах газ используется для обучения работников газового

хозяйства, принципа работы газовых приборов на действующем оборудовании, а также методов регулирования процессов горения. Этот расход газа учитывается с помощью газовых счетчиков, установленных на вводе газопровода в технический кабинет и которые служат одновременно демонстрационным экспонатом для показа.

Если в газораспределительном предприятии имеются и другие источники газопотребления, то их расход необходимо регистрировать с помощью приборов учета

5. Мнимые потери газа

Мнимыми потерями считается то количество газа, которое, если и поставлено потребителям, не зарегистрировано для того, чтобы было оплачено.

5.1. Потери, связанные с погрешностью измерительных приборов у потребителей

В случае, когда учет потребления газа осуществляется с помощью ротационных газовых счетчиков типа РГ и РС, в соответствии с характеристиками заводов-изготовителей, погрешности в зависимости от измеренного расхода составляют:

при расходах газа $(0,1-0,2) Q_{\max}$;

\xf1 3% для счетчиков типа РГ-40;

\xf1 2% для счетчиков типа РГ-100; РГ-250; РГ-400; РГ-600; РГ-1000;

при расходах газа $(0,2-1,2) Q_{\max}$;

\xf1 2,5% для счетчиков типа РГ-40;

\xf1 1,5% для счетчиков типа РГ-100; РГ-250; РГ -400; РГ-600; РГ -1000.

В случае измерения расхода газа с помощью турбинных газовых счетчиков типа TZ/FLUXI пределы допустимой относительной погрешности следующие;

- - при расходах газа от $Q_{\min}$ до $0,2 Q_{\max}$;

- - при расходах газа от $0,2 Q_{\max}$ до $Q_{\max}$;

Нормативное значение конструктивной погрешности (класс точности) измерительных диафрагм установлено \xf1 1,5%.

В случае оснащения потребителей другими современными измерительными приборами, не указанными в данной методологии, класс точности которых выше \xf1 0,5, относительная погрешность устанавливается по паспортам или техническим условиям заводов-изготовителей, или по результатам метрологической экспертизы.

Расчет этих потерь выполняется на основании следующей формулы:

$$DV=0,011 \{(S_1/C_{n1})V_1+(S_2/C_{n2})V_2+...+(S_i/C_{ni})V_i\} \quad (11),$$

где

0,011 - переводной коэффициент, учитывающий одновременно и возможную погрешность при снятии показаний давления и температуры газа;

$n_1, n_2, ..., n_i$ - число измерений расхода газа за отчетный период (месяц, год) определяется, используя произведение количества регистраций показаний счетчиков за отчетный период (периодичность регистраций за отчетный период устанавливается поставщиком газа) на количество приборов с одинаковым классом точности в группе.

$S_1, S_2, ..., S_i$ - конструктивная (класс точности) погрешность приборов учета расхода газа по группам расхода, %;

$V_1, V_2, ..., V_i$ - общий объем газа, измеряемый за отчетный период для соответствующей группы приборов с одинаковым классом точности, в m^3 .

5.2. Потери, возникающие при обработке планиметрами диаграмм

Расчет этих потерь выполняется по следующей формуле:

$$DV=0,011 \{(d_{pr}/C_{n1})V_1+(d_r/C_{n2})V_2\} \quad (12),$$

где

0,011 - переводной коэффициент, учитывающий одновременно и возможную погрешность при снятии показаний давления и температуры газа;

d_{pr} - относительная погрешность пропорционального планиметра принимается, , (38);
 d_r - относительная погрешность корневого планиметра принимается, , (38);
 n_1, n_2 - число измерений, связанных с обработкой записей диаграмм пропорциональным и корневым планиметрами соответственно;

V_1, V_2 - объем газа, измеряемый расходомерами, m^3 .

5.3. Потери газа, связанные с выполнением расчетных операций при расчете диафрагм
 Расчет этих потерь газа следует выполнять по формуле:

$$DV=0,011 \{ (s_{d1}/\sqrt{n_1})V_1 + (s_{d2}/\sqrt{n_2})V_2 \} \quad (13),$$

где

s_{d1} - среднеквадратичная относительная погрешность, для $m \geq 0,4$ принимается 0,025% /38/;

s_{d2} - тоже, для $m < 0,4$ принимается 0,05% /38/;

n_1, n_2 - число измерений расходов газа, соответственно для $m \geq 0,4$ и $m < 0,4$;

V_1 - объем газа (m^3), измеренный с помощью расходомера для случая $m \geq 0,4$;

V_2 - объем газа (m^3), измеренный с помощью расходомера для случая $m < 0,4$;

m - относительная площадь сужающего устройства, равная отношению квадратов площадей сечения отверстия сужающего устройства и газопровода при рабочей температуре;

$$m = d^2/D^2$$

d - диаметр отверстия сужающего устройства при рабочей температуре, мм;

D - внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством при рабочей температуре, мм.

5.4. Потери, связанные с погрешностью приборов учета расхода газа поставщика

Расчет этих потерь выполняется по следующей формуле:

$$DV=0,011 \{ (S_1/\sqrt{n_1})V_1 + (S_2/\sqrt{n_2})V_2 + \dots + (S_i/\sqrt{n_i})V_i \} \quad (14),$$

где

0,011 - переводной коэффициент, учитывающий одновременно и возможную погрешность при снятии показаний давления и температуры газа;

$n_1, n_2, \dots, n_i$ - число измерений расхода газа за отчетный период (месяц, год) определяется, используя произведение количества регистраций показаний счетчиков за отчетный период (периодичность регистраций за отчетный период устанавливается поставщиком газа) на количество приборов с одинаковым классом точности в группе.

$S_1, S_2, \dots, S_i$ - погрешность измерений приборов учета расхода газа у поставщика;

$V_1, V_2, \dots, V_i$ - объем газа, поставляемого через ГРС₁, ГРС₂, ..., ГРС_i m^3 .

5.5. Потери из-за неучета изменений состояния газа

Газораспределительные предприятия получают от поставщика объемы газа, приведенные к стандартным условиям ($T=293,15^0$ K; $P=101,3$ кПа).

В свою очередь газораспределительные предприятия поставляют:

- промышленным предприятиям, котельным, ТЭЦ объемы газа, скорректированные к тем же стандартным условиям;

- жилым домам и коммунально-бытовым потребителям объемы газа, не скорректированные к реальным условиям.

В настоящее время, когда в Республике Молдова учет расхода газа в жилом секторе производится с помощью объемных или ротационных счетчиков, установленных как правило вне зданий, неучет поправок к реальному состоянию газа, приводит к существенным потерям для газовых хозяйств, так как реальные условия подачи газа существенно отличаются от стандартных.

Поэтому необходимо, чтобы, газораспределительные предприятия внесли поправки на

реальные условия поставки потребителям, которым поставляется газ через объемные счетчики, установленные вне зданий или в неотапливаемых помещениях. Эти поправки необходимо учитывать для летнего и зимнего периода с помощью формулы:

$$V_s = V_1 \{ 293(P_a + P_t - P_{v,a}) / [(273+t)101.325 \cdot 10^{-3}] \} \quad (15)$$

где:

V_1 - измеренный объем газа, м³;

V_s - объем газа, приведенный к стандартным условиям, м³;

P_a - атмосферное давление, МПа;

P_t - давление газа при температуре, МПа;

$P_{v,a}$ - упругость водяного пара при температуре, МПа;

t -температура газа при измерении, °С;

В целях упрощения расчетов в Таблице 2 рассчитаны и представлены поправочные коэффициенты

$\{ [(P_a + P_t - P_{v,a}) / (101.325 \cdot 10^{-3})] [293 / (273+t)] \}$ для приведения к стандартным условиям расходы газа бытовых потребителей, измеренные объемными счетчиками в зависимости от температуры и давления подаваемого газа.

5.6. Потери, возникающие при срабатывании предохранительно-сбросных клапанов газораспределительных станций (ГРС)

Такие потери характерны для газораздаточных станций поставщиков, которые снабжены сбросными клапанами типа СППК, установленными за диафрагмами для измерения расхода газа. В этом случае потери имеют место из-за срабатывания клапанов, как следствие повышения давления так и при проверке параметров срабатывания клапанов, которые в соответствии с правилами технической эксплуатации проверяются ежедневно методом кратковременного подрыва в течение приблизительно двух- трех секунд.

С достаточной для практики степенью точности эти потери вычисляются в зависимости от давления газа до клапана, его типа и диаметра по формуле:

$$V_{SPPC} = 63 P d t \quad (16),$$

где

63 - коэффициент расхода

P - давление газа до клапана, кгс/см²;

d - диаметр клапана в см (устанавливается в зависимости от типа сбросного клапана по таблице 3)

t - продолжительность проверки на срабатывание клапана (1-2 сек.).

Смотри страницы 47-48, ОМ19-20 от 22-02-2001